

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная Школа природных ресурсов
Отделение Нефтегазовое дело
Направление Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Увеличение интенсификации добычи углеводородов в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств пласта и осложнениями во время эксплуатации скважин на примере Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК 622.276.656 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Асеев Александр Львович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Арбузов В.Н	к. ф-м. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Романюк В.Б.	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Уткина А.Н.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «Нефтегазовое дело»	Зятиков П.Н.	Доктор ф.м.н., профессор		

Томск – 2018 г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 124 страниц, 16 рисунков, 18 таблиц, 17 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ПЛАСТ, ЗАЛЕЖЬ, ДОБЫЧА, ИНТЕНСИФИКАЦИЯ, КИСЛОТНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА, ДЕБИТ.

В качестве объекта исследования выбрано Северо-останинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Парабельском районе Томской области.

Актуальность темы исследования заключается в оценке существующих мероприятий на месторождении по увеличению добываемых нефти, газа и конденсата из скважин длительного срока эксплуатации, их экономической эффективности, а также разработка новых методов, направленных на оптимизацию и восстановление скважин, находящихся в простое и не удовлетворяющих нижнему пределу рентабельности.

Целью данной работы является анализ эффективности методов по интенсификации на Северо-Останинском месторождении и применении метода КГРП с помощью технологии «Viscoelastic Diverting Acid» в процессе добычи углеводородов и осложнениями, возникающими во время эксплуатации скважин.

Задача исследования заключается в анализе существующих методов, которые применяются или могут применяться на месторождении их усовершенствовании посредством применения потокоотклоняющих ПАВ. В аналитическом решении для наиболее точной оценки и прогноза мероприятий по увеличению добычи нефти, газа и газового конденсата.

Практическая значимость работы заключается в информировании руководства нефтяных и газовых промыслов, отделов проектирования и разработки месторождения, а также производственного технического отдела

(далее ПТО) о результатах, полученных в процессе выполнения выпускной квалификационной работы в целях улучшения и внедрения новых методов по оценке и прогнозированию способов по увеличению добываемой нефти, газа и газового конденсата, и их последующей реализации в рамках капитального ремонта скважин или плановых геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождении.

Перечень условных обозначений:

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КГРП – кислотный гидравлический разрыв пласта;

ПТО – Проектно-технический отдел

УВ – углеводород;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗ – призабойная зона;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ТБ – техника безопасности;

ППД – поддержание пластового давления;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ННС – наклонно-направленные скважины;

ГС – горизонтальные скважины;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ВНК – водонефтяной контакт.

Содержание

Введение	6
1 Общие сведения о месторождении	8
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	10
2.2 Тектоническое строение месторождения	12
2.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	15
2.4 Физические свойства нефти, газа и пластовой воды	17
2.5 Запасы нефти	21
3 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ	23
3.1 Проектные показатели вариантов разработки месторождения	23
3.2 Состояние разработки месторождения в период пробной	25
3.3 Текущее состояние разработки месторождения	30
4. Анализ эффективности методов интенсификации притока к скважинам	31
4.1 Характеристика методов воздействия на ПЗС	31
4.2 Техника и технология проведения гидроразрыва пласта	35
4.3 Результаты проведения методов воздействия на пласт	40
4.4 Теория гидроразрыва пласта	45
4.6 Свойства технических жидкостей	48
4.7 Выбор и обоснование технологии проведения кислотного ГРП на примере технологии потокоотклоняющей кислоты VDA	53
4.8 Расчет параметров гидроразрыва пласта	60
4.9 Проведение кислотного гидроразрыва пласта	65
4.10 Прогнозирование дебита после КГРП	67
Заключение	70
Приложение А	72
Acid Hydraulic Fracturing with technology of Viscoelastic Diverting Acid	72
Список литературы	86

Введение

Залежи нефти в карбонатных коллекторах содержат 40-45% мировых запасов нефти, и на них приходится около 60% мировой добычи нефти. В Самарской, Томской областях, Пермском крае и Удмуртии в этих залежах содержится соответственно 40%, 50%, 60% и 72% общих запасов нефти, а прогнозные запасы - более 70%. Практически все запасы нефти, сосредоточенные в карбонатных коллекторах, относятся к категории природных трудноизвлекаемых запасов. Разработка карбонатных коллекторов сопровождается формированием техногенно измененных трудноизвлекаемых запасов. Анализ выработки низкопродуктивных залежей на территории Томской области выявил, что утвержденное значение коэффициента нефтеотдачи не будет достигнуто на большинстве месторождений и увеличение полноты выработки трудноизвлекаемых запасов требует применения высокоэффективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи.

Одной из наиболее эффективных технологий воздействия на малопродуктивные и слабопроницаемые трещиноватые карбонаты является кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП). По оценкам отечественных и зарубежных исследователей в настоящее время около трети запасов нефти можно извлечь только с использованием этой технологии. Поэтому, КГРП рассматривается как важнейший элемент разработки нефтяных месторождений.

Вместе с тем, анализ промыслового опыта применения кислотных гидроразрывов на нефтяных месторождениях Томской области показал, что средняя дополнительная добыча нефти при проведении КГРП составила величину, сравнимую с величиной дополнительной добычи при проведении различных видов солянокислотных обработок скважин (СКО). Поэтому, настоящая работа, посвященная проблеме повышения интенсификации притока углеводородов с помощью кислотных гидравлических разрывов пласта при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах,

является актуальной и позволит обеспечить увеличение ресурсной базы добычи нефти на территории Томской области.

С целью сократить сроки разработки и эксплуатации нефтяных залежей, а также увеличить продуктивность плохо проницаемых участков на месторождении рекомендуется проводить комплекс мероприятий, называемых интенсификацией притока углеводородов к скважинам. Методы, рассмотренные в работе, на сегодня наиболее актуальны в виду своей относительной дешевизны и достаточно большой эффективности.

1 Общие сведения о месторождении

Месторождение открыто в 1977 году в Томской области, в 150 км на северо-восток от п. Парабель, в результате испытания разведочной скважины ЗР (получен фонтан нефти дебитом около 30 м³/сут и газа дебитом около 4 тыс. м³/сут). Запасы месторождения приурочены к пласту М со сложным карбонатным коллектором трещинно-кавернозного типа.

Балансовые запасы углеводородного сырья на месторождении утверждены ЦКЗ в 1985 году в количествах по категории С₁: нефть – 2550/1590 тыс. т.

В 2010 году ОАО «Томскгазпром» ввело данное месторождение на Останинском лицензионном участке в пробную эксплуатацию, что дало возможность промышленного освоения пластовых флюидов и изучения их запасов, а также фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств пород, составляющих продуктивный горизонт месторождения.

Административно площадь месторождения приурочена к территории Парабельского района Томской области.

В географическом отношении месторождение расположено на юго-востоке Западно-Сибирской равнины, близ города Кедровый в междуречье рек Большой Омелич и Армич.

Орографически район является заболоченной равниной (около 30% занято болотами) с абсолютными отметками до +133 м. Речная сеть состоит из реки Чузик и ее притоков, по которым есть возможность для передвижения мелких барж до села Пудино. Реки вскрываются в конце апреля, покрываются льдом – во второй половине октября. Болота промерзают в конце января. Лес представлен в основном лиственными породами, такими как березы и осины, а вдоль рек могут расти пихты и кедры. Преобладает континентальный климат с суровой зимой (температура в среднем -25 °С) и коротким теплым летом (в среднем +19 °С). Район находится в зоне избыточного увлажнения: количество осадков в среднем составляет около 500 мм в год.

Грузы доставляются к району работ по «зимнику» из города Кедровый

или на развитой сети воздушного транспорта. К западу от месторождения проходит нефтепровод до Парабели (рисунок 1.1). Самый близкий научно-промышленный, автотранспортный, железнодорожный и речной узел – город Томск располагается в 450 км к юго-востоку от месторождения. Необходимые для обустройства месторождения лесные массивы имеются в достатке, а в западной части Останинской группы месторождений есть запасы супесей, песков, используемых для отсыпки оснований кустов и ведущих к ним дорог.

Питьевое водоснабжение представлено водами новомихайловской свиты. Техническое водоснабжение – водами мощного сеноманского водоносного горизонта прокурской свиты.

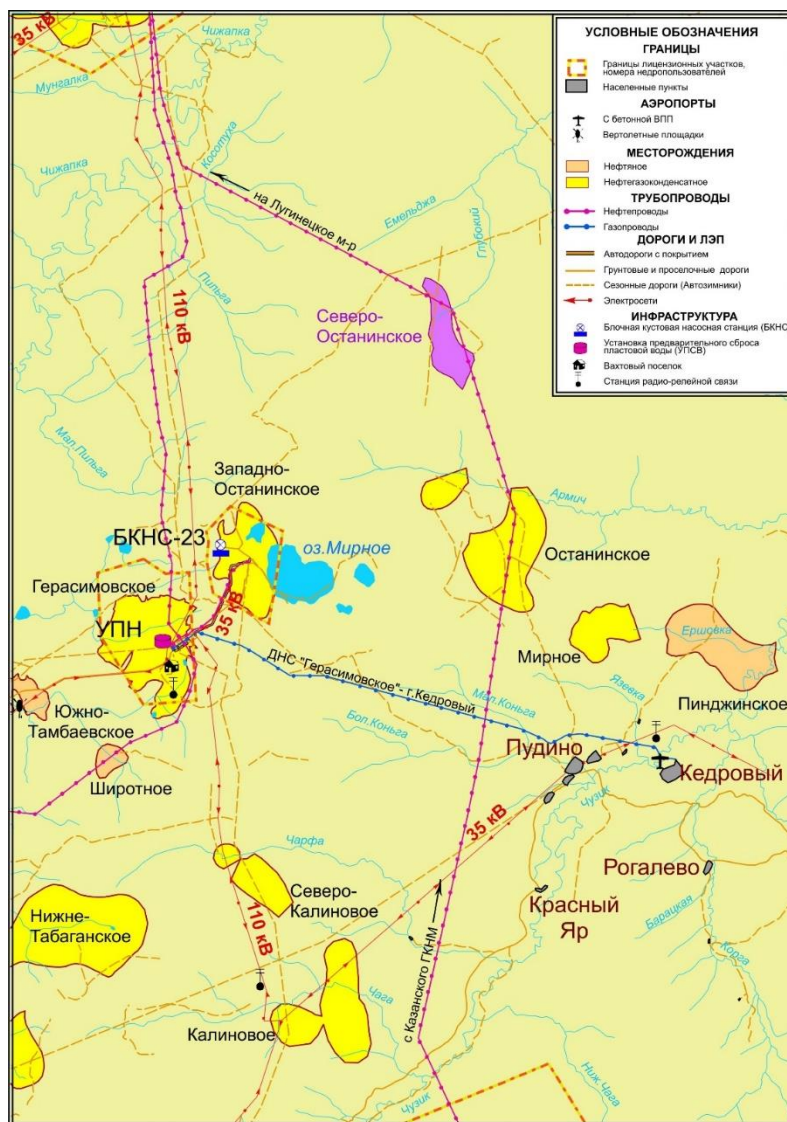


Рисунок 1 – Обзорная схема района.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

В районе месторождения бурением изучен разрез образований доюрского фундамента и отложений мезозойско-кайнозойского платформенного чехла [1], который представлен песчано-глинистыми отложениями мезозоя и кайнозоя, а также кремнисто-глинистыми и карбонатными отложениями палеозойской системы. Нефтедержащие пласты на данном месторождении относятся к отложениям верхнего и среднего девона.

Площадь месторождения относится к Нюрольской структурно-фациальной зоне на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Продуктивная толща данной области состоит из верхней части палеозойских, юрских и нижнемеловых отложений.

Верхняя часть палеозойских отложений представлена в виде толщи пород различного возраста и состава. Первостепенный интерес вызывают карбонатные породы, которые перспективны в нефтегазоносном отношении. В данных коллекторах есть все виды пустотного пространства: поры, каверны и трещины, а также их сочетания, но больше всего распространены следующие виды коллекторов: трещиноватые известняки (рисунок 2.1, а), в которых можно увидеть субвертикальные открытые трещины, а также доломиты замещения (рисунок 2.1, б, в), в которых наблюдается наличие каверн и пор размером до 10 мм.

Возраст отложений верхней части палеозойской толщи определен по фаунистическим остаткам: в западной части позднедевонский, силурийский – нижнедевонский, а также девонский – в восточной, в южной – нижнекаменноугольный и в центральной – каменноугольный.

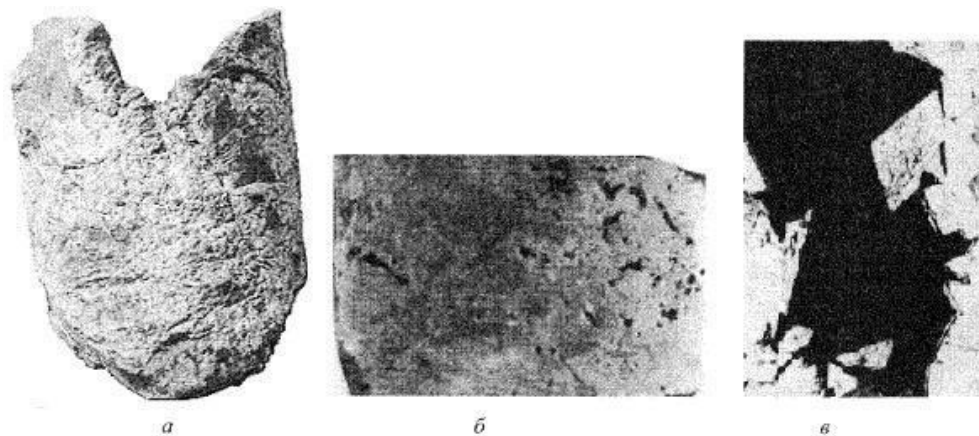


Рисунок 2 – Типы палеозойских коллекторов: а – трещиноватый известняк; б – доломит замещения, керн; г – доломит замещения, шлиф.

На месте контакта мезозойских и палеозойских толщ залегают породы коры выветривания, по возрасту относящиеся к пермо-триасовому периоду. Их подразделяют на две большие группы – осадочные (осаждение взвесей, коллоидов и кластического материала) и остаточные (структурный элювий). Эрозионно-тектонический выступ месторождения можно представить в виде обращенной сложно построенной синклинали складки, разбитой различными тектоническими нарушениями, у круто падающего крыла которой располагается нефтяная залежь.

На поверхность фундамента, судя по данным литологии, выходят известняки, занимающие западный, юго-западный и юго-восточный блоки структуры месторождения и зачастую интенсивно трещиноватые и брекчированные, доломиты, распространенные на восточном крыле структуры и образованные в стадию катагенеза при воздействии вод на известковые породы с замещением кальцита доломитом, кремнистые породы, закрепленные за юго-западной, центральной и северо-восточной частью месторождения и представленные в большинстве своем спонголитами, которые содержат спикулы губок, остатки криноидей и другой фауны, которые оказываются выщелоченными, что помогает формированию пор и каверн, а также эффузивные породы, в большинстве своем основного состава, с содержанием большого числа окислов магния и железа.

Калиновая свита перекрывает верхнюю часть палеозойских отложений. Первая образована физическим выветриванием палеозойской толщи и ее образований, которые были выведены на поверхность в заключительный этап герцинской складчатости. Первоначальные породы в пермо-триасовый период были подвержены интенсивному химическому выветриванию, в результате чего состав их стал довольно специфичный. Это обычно рыхлые, легко рассыпающиеся глинисто-кремнистые породы светлой окраски.

Описанные доюрские породы нетрудно выделить в керне чисто визуально: по составу, структуре и их цвету. Их достаточно резко перекрывают юрские отложения, которые в стратиграфическом отношении зависят от палеорельфа, сформировавшегося в раннеюрскую эпоху.

2.2 Тектоническое строение месторождения

Эрозионно-тектонический выступ фундамента разбит разрывными нарушениями на отдельные тектонические блоки. По данным грави- и магниторазведки можно увидеть границы данных блоков и различные по разному ориентированные тектонические нарушения, представленные на структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 [2].

Территория Западно-Сибирской плиты, на которой располагается рассматриваемое месторождение, объединяет огромное число различных по условиям залегания и вещественному составу пород складчатого фундамента, относящегося к палеозойскому времени. Мозаичное распределение частей тектонических структур различного возраста стало следствием активной дизъюнктивной тектоники.

Месторождение приурочено к зоне инверсионного типа, находясь на южной части Нижневартовского антиклинория, которая в свою очередь представляет собой геосинклинальную карбонатно-глинисто-сланцевую формацию. Данный участок антиклинория граничит с Межовским срединным массивом – на юго-западе, на северо-востоке – с Айгольским синклинорием, а

с северо-запада и юго-востока – с Усть-Тымским и Чузикским триасовыми заложениями соответственно.

Фундамент построен блоками, что может объясняться особенностями тектонического развития территории на стыке позднего палеозоя и раннего мезозоя. Тектонически активными эти блоки были во время доплатформенного и раннеплатформенного этапов развития, которые захватили собою герцинскую фазу складчатости, снос и удаление продуктов коры выветривания с образованием пород осадочного типа и раннеплатформенный рифтогенез Западно-Сибирской плиты.

Выше описанные этапы стали результатом выхода пород различного состава и возраста на поверхность фундамента. Таким образом были предопределены особенности формирования нефтегазоносной толщи в пределах месторождения. Продуктивность же этой зоны обусловлена доломитизацией карбонатных отложений палеозойского фундамента, которая выделяется в пласт М.

Палеозойский комплекс месторождения в нефтегазоносном плане перспективен, в первую очередь, наличием органических карбонатных отложений герасимовской и лугинецкой свиты средне-верхнего девона, выведенные на поверхность фундамента в результате эрозионно- тектонических преобразований, что наблюдается почти во всех пробуренных скважинах, однако структурно-тектонические особенности палеозойских отложений ограничивают нефтеносную способность месторождения.

Благодаря литологическим данным, результатам определения фауны и совокупности палеомагнитных исследований, удалось определить, что выступы эрозионно-тектонического характера имеют признаки обращенной морфоструктуры: сложнопостроенная в палеозойских отложениях и в следствие большого числа тектонических преобразований разбитая на блоки синклиальная складка соответствует приподнятому блоку фундамента, а залежь нефти приурочена к крылу месторождения, крутопадающему в северо-

ВОСТОЧНОМ НАПРАВЛЕНИИ.

2.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Нефтеносность площади приурочена к известнякам средне- или позднедевонского возраста, проницаемая составляющая которых относится к пласту М. Помимо этого, при испытании скважин и отборе керн в песчаниках горизонта Ю1, относящегося к васюганской свите, нижнемеловых пластах Б16-20 и пласте Ю9 тюменской свиты возникали проявления нефти различных масштабов.

Продуктивный горизонт пласта М находится в интервале абсолютных отметок от 2641 м в скважине №5 (эксплуатационной) до 2712 м в скважине

№3Р (разведочного типа). Залежь относится к нефтяным по типу флюида со стратиграфическим несогласием ловушки, которая в свою очередь является ограниченной различного рода тектоническими нарушениями. Резервуар массивен, а коллектор относится к каверна-трещинному типу. По имеющимся данным [3], в контуре нефтеносности имеются три разведочные скважины (№3Р, 5Р и 7Р) и пять запущенных в эксплуатацию (№3, 4, 5, 7Г и 8Г). В таблице

2.1 приведены значения дебита, депрессии и газового фактора, а также характеристика штуцера и интервала, на котором удалось получить приток нефти при испытании скважин №3Р, 5Р и 7Р.

Таблица 1 – Характеристика достигнутых результатов испытания скважин №3Р, 5Р и 7Р

№ скв.	3Р	5Р	7Р
Продуктивный интервал, м	2793-2842	2790-2840	2794-2824
Полученный дебит, м3/сут	33	71	42
Депрессия, МПа	18,5	8,6	18,3
Используемый штуцер, мм	6	8	6
Газовый фактор, м3/м3	107	1545	1751

Общая толщина пласта варьируется в пределах 50-270 м, составляя в среднем около 100 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 44 м, при этом наименьшее значение наблюдается в скважине №7Р, которая находится в центральной части залежи, в южном и северном направлениях от которой толщина нефтенасыщения увеличивается. Эффективная толщина водонасыщения находится в пределах 16-220 м, при этом наименьшее значение наблюдается в скважине №8Р, а наибольшее – в скважине №7Р. В среднем по пласту отношение эффективной толщины к общей составляет около 0,85.

Отбор керна происходил в 13 скважинах, средний общий вынос керна составил 60% от проходки, в эффективной части пласта – 16,5%.

По данным подсчет запасов, выполненному в 1985 году, на абсолютной отметке -2712 м принимается уровень ВНК по нижней отметке вскрытой части разреза в скважине №3Р. Залежь имеет следующие размеры: длина 5-8,5 км х ширина 3,5-4,5 км х высота 72 м. Залежь относится к средним по продуктивности и к мелким по запасам.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика пласта М месторождения

Объект	Пласт М
Тип залежи	Массивная
Тип коллектора	Каверно-трещинный
Средняя глубина залегания, м	-2661
Средняя общая толщина, м	100
Средняя толщина нефтенасыщения, м	44
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	26750
Пористость, доли ед.	0,006
Проницаемость, мД	4,45
Средняя начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,65
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,86
Пластовая температура, град. С	116
Пластовое давление, МПа	28
Абсолютная отметка ВНК, м	-2712
Коэффициент сжимаемости пористой среды, 1/МПа	0,00007
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом (водой), доли ед.	0,832

2.4 Физические свойства нефти, газа и пластовой воды

С целью исследовать физико-химические свойства пластовых флюидов продуктивных скважин месторождения, были отобраны пробы из скважин №3Р, 5Р и 7Р на интервале 2865-2870 м пласта М. Исследования проводились специалистами ОАО «ТомкНИПИнефть ВНК» в специализированной лаборатории геохимии и пластовых нефтей.

Расчет физико-химических свойств нефти и газа для упомянутых выше скважин проводился в программе PVTi™, результатом работы которой и последующей обработки данных был получен расчетный компонентный состав пластовой смеси для участка в районе скважин №3Р, 5Р и 7Р.

Пластовая нефть, полученная из скважины №3Р, имеет газосодержание равное 107 м³/т, вязкость – 1,17 мПа*с, объемный коэффициент – 1,3, а также плотность в поверхностных условиях – 850 кг/м³.

Плотность в стандартных условиях нефти из скважины №5Р равна 770 кг/м³, содержание смол – 3,3% от общей массы, парафинов – 17%, серы определить не удалось, кинематическая вязкость при 50°С – 1,7 мПа*с. Нефть можно охарактеризовать, как легкую, малосмолистую и высокопарафинистую.

Нефтегазовая смесь, полученная из скважины №7Р, имеет промысловый газовый фактор равный 1790 м³/м³, плотность в пластовых условиях – 660 кг/м³, которая после сепарации равна 851 кг/м³, вязкость – 0,077 мПа*с до сепарации и 6,5 мПа*с после, объемный коэффициент – 1,8, а также газосодержание – 409 м³/сут.

В таблицах 2.3 и 2.4 приведены сводные данные о физико-химических свойствах нефти, компонентный состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, которые были получены из продуктивного пласта М месторождения.

Таблица 3 – Физико-химические свойства нефти

Наименование характеристики	Значение			
	Плотность нефти, кг/м ³	Пластовые условия		Стандартные условия
662-707		770-850		
Вязкость нефти, мПа*с	Пластовые условия		Стандартные условия	
	0,077-1,17		-	
Массовое содержание, %массов	Сера	Смолы	Асфальтены	Парафины
	-	3,3	следы	17
Выход фракций, %	100°С	150°С	200°С	250°С
	34	42	55	62
Газосодержание, м ³ /т	107-409			
Температура застывания, °С	+5			
Объемный коэффициент, доли ед.	1,3-3,22			
Коэффициент сжимаемости, 1/мПа	1,74-14*10 ⁻⁵			
Давление насыщения газом, мПа	20-23			
Классификация	Нефть легкая с незначительной вязкостью высокопарафинистая			

Таблица 4 – Компонентный состав выделившегося газа, пластовой и сепарированной нефти

Наименование компонента	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
N ₂	0,53	-	0,07-0,28
CH ₄	78,5-82,7	0,2-0,12	43-67,3
C ₂ H ₆	6,06-6,17	0,2-0,4	3,4-7,32
C ₃ H ₈	5,5-6,5	0,81-2,21	4,1-7
i-C ₄ H ₁₀	1,36-2,78	1,15-2,76	1,7-2,02
n-C ₄ H ₁₀	1,3-2,27	0,6-1,75	1,5-1,6
i-C ₅ H ₁₂	0,46-1,67	1,35-2	0,77-1,52
n-C ₅ H ₁₂	0,45-0,78	1,42-2,5	0,72
C ₆ H ₁₄	0,26-0,39	87,5-92,7	12,4-42,4
Сероводород	-	-	-
Двуокись углерода	1,27-1,31	0,02	0,7-1,2
Плотность	0,861-0,934	850-856,5	660-707

Газ на месторождении жирный, метана содержится порядка 60-80%, этана около 7,8-11,5%. Наблюдается содержание углекислого газа в пластовых газах в количествах до 3%, где-то в таких же объемах присутствуют азот и редкие газы.

В диапазоне 0,718-0,77 изменяется относительная плотность газа, полученного из скважин №5Р и 7Р – в скважине №3Р наблюдаются значительно большие значения относительной плотности по воздуху, достигающие 0,95, но это не единственное их отличие, ведь и в целом компонентные составы газов из скважины №3Р и скважин №5Р и 7Р имеют весомые различия.

Для изучения свойств пластовой воды был изучен гидрогеологический разрез, на котором можно наблюдать расчленение на несколько водоносных комплексов: палеоген-четвертичный, включающий нижнеолигоценый водоносный горизонт алымской свиты, верхне- и нежнемеловой, представляющие собой мощную водонасыщенную толщу покурской свиты и отложения алымской, киялинской и тарской свит соответственно, юрский и доюрский, которые включают в себя отложения васюганской и тюменской свит.

Данные водоносные комплексы находятся в изоляции друг от друга, благодаря водоупорным толщам, которые сложены глинистыми породами. Это чеганская и люлинворская, ганькинская, ипатовская, кузнецовская и славгородская свиты, кошайская пачка, низы куломзинской, георгиевской и баженовской свит.

Воды палеоген-четвертичного водоносного комплекса меняются снизу-вверх от гидрокарбонатно-кальциевых и кальциево-магниевых до хлоридно-кальциевых с примесями гидрокарбонатов. Минерализация изменяется в диапазоне от 0,2 до 0,5 г/л. Кровля водоносного комплекса находится на глубине от 75 до 124 м, мощность не превышает 35 м. Питание происходит за счет атмосферных осадков и долин рек.

Кровля верхнемелового комплекса лежит на глубине 665 м, в то время как подошва – на глубине 1550 м. Минерализация изменяется в диапазоне от 4 до 16 г/л, а состав – от гидрокарбонатно-кальциевого до хлоридно-натриевого. Питание происходит в краевых частях бассейна, а разгрузка - за счет центральных и северных районов бассейна.

Воды покурской свиты на нефтяных месторождениях Томской области применяются для закачки в пласт с целью искусственного поддержания пластового давления.

Нижнемеловой водоносный комплекс находится на глубине от 1570 до 2465 м с водами хлоридно-кальциевого типа и минерализацией до 18,5 г/л. Питание и разгрузка комплекса происходит так же, как у верхнемелового.

Водоупорная кровля юрского водоносного комплекса лежит на глубине от 2490 до 2540 м, подошва – не глубже 2880 м. Здесь воды хлоридно-кальциевые с минерализацией до 43 г/л. Питание комплекса осуществляется за счет горного обрамления, разгрузка – за счет акваторий, приуроченных к северным районам.

На таблицах 2.5 и 2.6 представлены свойства пластовых вод месторождения и их химический состав.

Таблица 5 – Свойства пластовых вод

Наименование характеристики	Среднее значение
Плотность воды, кг/м ³	1,022
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	0,3
Коэффициент сжимаемости, 1/мПа	0,000046
Общая минерализация, мг/л	36136
Водородный показатель, рН	6,5
Общая жесткость, мг-экв/л	91,5
Химический тип (по В.А. Сулину)	хлоридно-кальциевый

Таблица 6 – Химический состав пластовых вод

Наименование элемента	Среднее значение, мг/л
Na ⁺	14603
Ca ⁺⁺	1366
Mg ⁺⁺	107,3
Cl ⁻	25000
HCO ₃ ⁻	535,5
CO ₃ ⁻²	Отс.
SO ₄ ⁻	Отс.
NH ₄ ⁺	-

Анализ изученных материалов позволяет сделать оценку гидрогеологии изучаемого месторождения, на котором наблюдается застойный характер вод, низкие коллекторские свойства водоносного комплекса, относящегося к залежи нефти, а также низкая водообильность нефтеносных отложений.

2.5 Запасы нефти

Запасы нефти месторождения были подсчитаны силами ОАО «Томскнефтегазгеология».

Протоколом от 11 февраля 1985 года было проведено утверждение запасов на уровне ЦКЗ МинГео СССР.

На Госбалансе РФ по состоянию на 1 января 2012 года числятся запасы

нефти, соответствующие категории C_1 , в количестве 2550 тыс. тонн, из них порядка 1600 тыс. тонн относятся к извлекаемым.

Благодаря научно-исследовательской работе специалистов ВНИГНИ, в 1994-1996 гг. проводивших моделирование природного резервуара, известно, что здесь базируется две залежи углеводородов. Скважина №3Р вскрывает

первую из них, скважина №5Р и 7Р – вторую. Гидродинамической связи между залежами нет.

Если рассматривать классификации месторождений, то по количеству запасов залежи относятся к мелким и к сложным по геологическому строению.

В таблицах 2.7 и 2.8 представлены дополнительные сведения о запасах. Таблица 2.7 – Сводная таблица запасов нефти и рассчитанных параметров пласта

Пласт	М
Категория запасов	C_1
Площадь нефтеносности, m^2	26500
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	52,5
Объем нефтенасыщенных пород, тыс. m^3	1391250
Коэффициент пористости, доли ед.	0,005
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,6
Плотность нефти, $г/см^3$	0,85
Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,7
Начальные геологические запасы, тыс. т	2550

Таблица 2.8 – Состояние запасов нефти на 1 января 2012 года

Пласт М	Запасы, тыс. т		КИН, доли ед.
	Геологические	Извлекаемые	
Начальные	2550	1590	0,624
Текущие	2548	1588	0,624

3 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1 Проектные показатели вариантов разработки месторождения

Технологические показатели рассчитывались компанией ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Расчет проводился с помощью гидродинамического моделирования, которое выполняли на период полного развития для базового и еще двух вариантов разработки. Исходные данные представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные технологические показатели разработки

Характеристики	Варианты		
	Заводнение		
Режим разработки			
Схема размещения сетки скважин	Трехрядная шахматная	Пятиточечная	Пятиточечная
Коэффициент охвата доли ед.	0,594	0,720	0,750
Плотность сетки, га/скв.	21,5	17	17
Шаг сетки, м	500/1000	500	500
Соотношение скважин, доб/нагн.	5/2	1/1	1/1
Коэффициент использования скважин, д. ед.			
- добывающих	0,92		
- нагнетательных	0,92		
Забойное давление скважин, МПа			
- добывающих	15/20		
- нагнетательных	39/44		
Предельная обводненность при отключении добывающих скважин, %	98		
Срок разработки, лет	38	17	17

Базовый вариант. За основу бралась трехрядная шахматная система разработки. Между рядами расстояние составило 500 м, между добывающими скважинами, количество которых предполагалось 29 штук, – 1000 м. Количество нагнетательных скважин – 14. На освоение скважин в период опытно-промышленной разработки отводится порядка двух лет, затем формируется 2 участка разработки запускается система ППД. При достижении 6-го года разработки, начинается активное разбуривание, на которое отводится 3 года, при

условии ввода не более 12 скважин в год. На 8-ой год разработки достигается максимальный уровень добычи нефти (143 тыс. тонн), а на 17-ый год – максимальный уровень добычи жидкости (333,7 тыс. тнн).

Проектный период разработки составляет 38 лет, за которые накопленная добыча составит 1257 тыс. тонн, КИН – 0,494 д.ед, средний дебит и приемистость – 14-92 т/сут и 113 м³/сут, соответственно, среднее пластовое давление на конец проектного периода – 27,1 МПа, обводненность на тот же период – 94,7%.

Вариант 1. За основу бралась пятиточечная площадная система разработки. Между скважинами, добывающих из которых - 46, нагнетательных - 49, расстояние составило 500 м. Запланированные к вводу скважины осваиваются в первые 2 года эксплуатации, после чего запускается система ППД. На 6-ой год, как и в базовой схеме, начинается активное разбуривание продолжительностью до 7 лет, с условием ввода не больше 13 скважин в год. К 11-му году достигается максимальный уровень добычи нефти (218 тыс. тонн), а к 13-му году добыча жидкости доходит до своего пика (1535,4 тыс. тонн).

За весь проектный период продолжительностью 17 лет добыча нефти составит 1525,3 тыс. тонн, КИН – 0,599 д.ед., средний дебит жидкости и приемистость – 30-415 т/сут и 80-183 м³/сут, среднее пластовое давление к концу проектного периода – 29,2 МПа, обводненность к тому же периоду – 97,2%.

Вариант 2. За основу бралась пятиточечная площадная система разработки. Между скважинами, из которых добывающих – 46, а нагнетательных – 49, расстояние составляет 500 м. Запланированные к вводу скважины осваиваются в первые 2 года эксплуатации, в результате чего формируется 2 основных участка разработки, а на 3-й год запускается система ППД. Отличие данного варианта разработки заключается в планировании операций закачки ПАВ на скважинах №5 и 37, после предварительных исследований на керне, также к 4-му и 5-му годам предполагается попытка введения технологии циклического воздействия на пласт на скважинах №3 и №4.

Кроме того, на ряде добывающих скважин могут быть произведено определение оптимальных давлений на забое. Начиная с 6-го года эксплуатации, происходит активное разбуривание в течение 7-ми лет, при условии ввода не более 13 скважин в год.

К 11-му году уровень добычи нефти дойдет до своего максимума (230 тыс. тонн), а к 13-му году – уровень добычи жидкости (1524 тыс. тонн). За весь период данного варианта разработки, который будет длиться 17 лет, накопленная добыча составит 1558 тыс. тонн нефти, КИН – 0,624 д.ед, средний дебит и приемистость – 23-425 т/сут и 71-187 м³/сут, соответственно, среднее пластовое давление к концу данного варианта разработки – 28,5 МПа, обводненность к тому же времени – 97,4%.

3.2 Состояние разработки месторождения в период пробной эксплуатации

Рассматриваемое месторождение в 2010 году введено в промышленную эксплуатацию на основании протокола ЦКР Роснедра №4464, который содержит проект пробной эксплуатации месторождения, который составлен и утвержден ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в 2008 году.

Пробная эксплуатация должна продлиться с 01.10.2010 года до начала 2012 года и состоять из целого ряда решений и технологических показателей. Выбранная система разработки предусматривает пятиточечную площадную систему разработки с двумя элементами. Между скважинами в ряду расстояние берется по 1000 м, между рядами – 500 м. Фонд скважин представляет собой 11 действующих скважин, из которых 9 – добывающие, 2 – нагнетательные. Из девяти добывающих скважин 6 – горизонтальные, 3 – наклонно-направленные. Также пара скважин бурятся с отбором керна. Выбранная пятиточечная система разработки при необходимости может быть трансформирована в трехрядную систему. За период пробной эксплуатации проектный уровень добычи нефти может достигнуть 213,1 тыс. тонн.

Во время пробной эксплуатации не удалось пробурить все запланированные 11 скважин. В 2010 году пробурили скважины №3 и 4 – обе наклонно-направленные, а в 2011 году – скважины №5 (наклонно-направленная), 7г и 8г (обе – горизонтальные). Следует заметить, что из пяти пробуренных скважин, что значительно отстает от проектного числа, еще и не все дали промышленные притоки нефти: в ходе испытаний скважины №3 был получен приток воды с пленкой нефти, в следствие чего на ней пришлось производить воздействие на ПЗС.

С октября 2010 года на месторождении ведется промышленная добыча нефти, пласт М является объектом разработки.

В промышленной эксплуатации на месторождении в 2010 году находилась только лишь одна скважина №4. Дебит ее был 34,1 м³/сут, обводненность – 0% (см. Рисунок 3.2). Однако, в промежуток времени с октября по декабрь того же года скважина №4 проработала всего около 11 суток.

В начале 2011 года была введена в эксплуатацию скважина №5. Дебит ее был 5 м³/сут, обводненность – 0%. Однако, в следствие низких фильтрационных характеристик, а также недостаточного устьевого давления скважину перевели в периодический режим с 5-ю часами работы, 19-ю часами накопления.

В начала 2011 года опять случились проблемы со скважиной №4. В следствие парафиновых отложений в НКТ образовалась пробка на глубине 900 м, и фонтанирование прекратилось. В феврале того же года механическим скребком была произведена попытка очистки НКТ, однако добиться желаемого результата не удалось. В итоге было принято следующее решение: скважина была переведена на эксплуатацию по затрубному пространству с использованием штуцера диаметром 6 мм.

Летом 2011 года на месторождении в эксплуатацию была введена скважина №7г. Ее дебит составил 131 м³/сут, обводненность – 0% (см. Рисунок 3.2). На тот момент строительство УПН еще продолжалось, в следствие чего

скважины эксплуатировались через временные линии, подходящие к РВС, где нефть накапливалась для заполнения магистрального трубопровода, поэтому работа скважины №7г производилась на минимальном штуцере диаметром 5 мм. После введения в эксплуатацию УПН осенью 2011 года скважина №7г начала работать через АГЗУ и на штуцере диаметром 8-10 мм.

На месторождении на период времени с 2010 года по осень 2011 года другие виды скважин, кроме добывающих, отсутствовали.

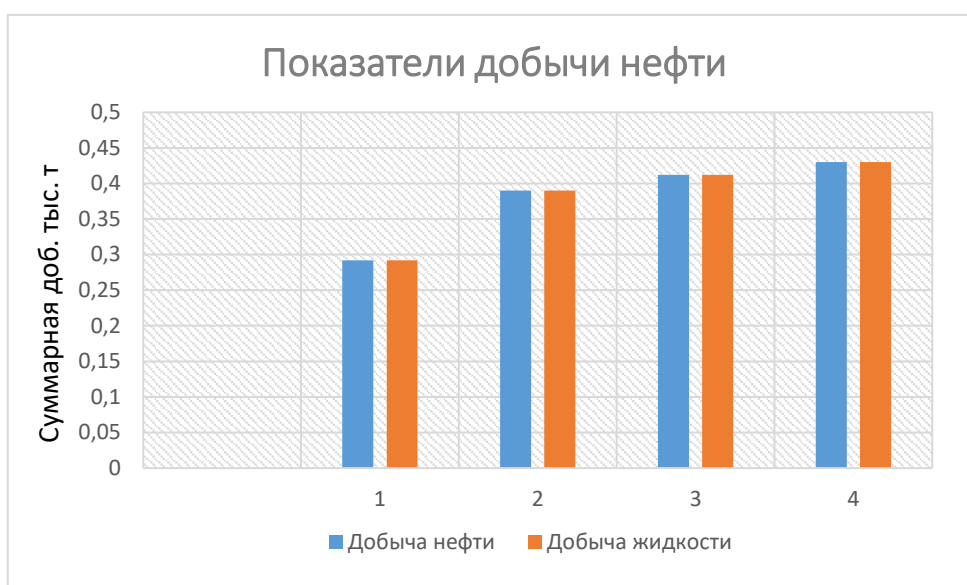


Рисунок 3.3 – Показатели добычи на месторождении по кварталам 2011 года.

Сравнение накопленной добычи за 2010 и 2011 года представлено на рисунке 3.4. Стоит добавить, что накопленная добыча газа за эти два года составила 0,34 млн. м³ и 1,74 млн. м³, соответственно. От проектных показателей добыча отстала в 74 раза по нефти и в 32 раза по газу.

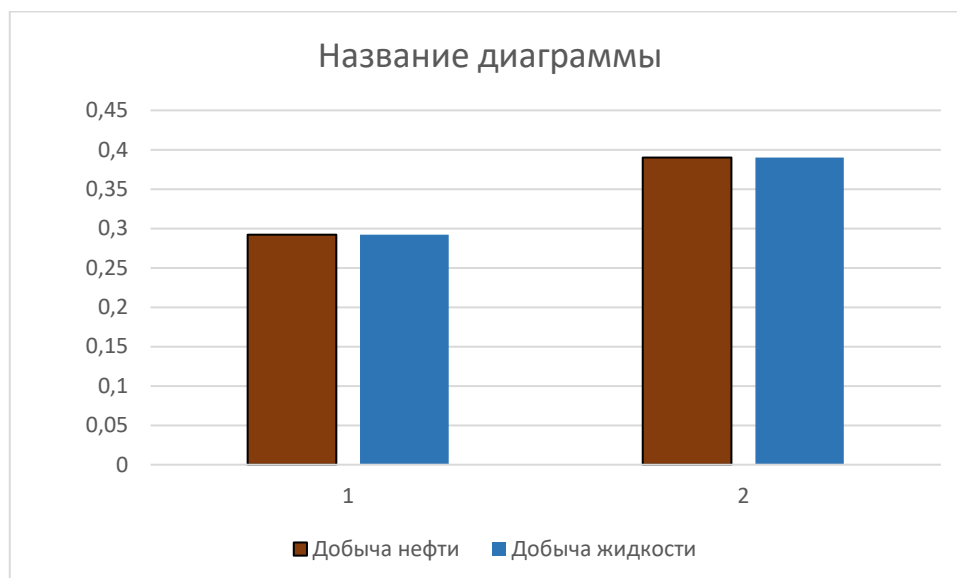


Рисунок 3.4 – Накопленная добыча за 1 - 2010 и 2- 2011 года

Темпы отбора нефти в рассматриваемый промежуток времени увеличились до 0,096% относительно запасов категории C_1+C_2 . КИН от начальных запасов составил 0,074%, отработано 0,12% от всех извлекаемых запасов. В период пробной эксплуатации система ППД не вводилась.

В 2010 году общий фонд добывающих скважин насчитывал всего 2 скважины (вместо пяти проектных), из которых лишь одна находилась в эксплуатации, а вторая – в освоении. В 2011 году общий фонд уже насчитывал 4 скважины (вместо 6-ти проектных), из которых 3 скважины относились к действующим, 1 – в освоении. В общем, за период пробной эксплуатации общий фонд составил 5 скважин (вместо 11-ти проектных), из которых 3 – действующие, 2 – в освоении. Отставание от проектных показателей значительное.

Предполагалось, что после реализации проекта пробной эксплуатации будет составлен проект разработки месторождения на полное развитие, однако пробная эксплуатация постоянно сталкивается с непредвиденными трудностями и проблемами, что связано с недостаточным изучением геологии месторождения. Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласта М месторождения представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 –Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласта М месторождения

№	Показатели	Годы			
		2010		2011	
		План	Факт	План	Факт
1	Добыча нефти всего, тыс. т	27,2	0,3699	115,9	1,524
2	Сред. суточный дебит неф. нов. скв., т/сут	34	34,1	82,8	117,6
3	Средний дебит жидкости действ. скв., т/сут	34,2	34,1	44	117,6
4	Средний дебит жидкости нов. скв., т/сут	34,2	34,1	83,2	117,6
5	Средняя обв-ть продукц. дейст ф. скв., %	0,6	0	2,3	0
6	Средний дебит нефти дейст. скв., т/сут	34	34,1	43	117,6
7	Доб. жидкости, всего, тыс. т	27,3	0,3699	118,6	1,524
8	В том числе из новых скважин	27,3	0,3699	79,9	1,524
9	Добыча жидкости с нач. разработки., тыс. т	27,3	0,3699	146	1,8939
10	Добыча нефти с нач. разработки, тыс. т	27,2	0,3699	143	1,8939
11	Коэффициент нефтеизвлеч., доли ед.	0,011	0,00015	0,056	0,00074
12	Отбор от утвержденных. изв. зап., %	1,7	0,023	9	0,119
13	Темп отбора нач. утв. изв. зап., %	1,7	0,023	7,3	0,096
14	Темп отбора текущих утв. изв. зап., %	1,7	0,023	8	0,096
15	Добыча растворенного газа, млн. м3	3,3	0,340	63,6	1,740
16	Ввод новых добывающих скв., всего, шт.	5	2	6	3
17	В том числе: из экспл. бурения	5	2	6	3
18	Среднее число дней раб. нов. скв., дни	160	10,8	160	13,0
19	Средняя. глубина. нов. скв., м	3000	3000	3000	3000
20	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	15	6	18	9
21	В том числе: добывающие скважины	15	6	18	9
22	Мощность новых скважин, тыс. т	58,9	11,2	172,2	115,9
23	Закачка рабочего агента, тыс. м3 /год	0	0	0	0
24	Закачка раб. агента с нач. разр-ки, тыс. м3	0	0	0	0
25	Фонд доб. скважин на конец года, шт.	5	1	11	3
26	В том числе нагнетательные в отработке	1	0	2	0
27	Действующий фонд доб. скв. на кон. г., шт.	5	1	11	3

3.3 Текущее состояние разработки месторождения

В 2012 году на механизированную добычу была переведена скважина №3, т.к. фонтанирование после проведения ГРП прекратилось. На сегодня данная скважина работает в периодическом режиме, работая 1 час и накапливая УВ 6 часов. Дебит составляет порядка 26 т/сут, а обводненность – 0%.

Похожая ситуация со скважинами №4 и №5: они тоже работают в периодическом режиме с дебитами, соответственно, 22,7 т/сут и 6,7 т/сут, а также нулевой обводненностью. Причины, из-за которых данные скважины были переведены с прежних режимов, разные: в скважине №4 удаляли парафиновую пробку в НКТ, после чего скважину пришлось перевести, а в скважине №5 наблюдается низкое давление и ограниченный контур питания.

Скважина №7г за первую половину 2012 года работала в постоянном режиме и имела дебит около 88 т/сут при нулевой обводненности, но во втором полугодии был замечен значительный спад производительности: дебит стал около 35 т/сут, а обводненность возросла до 22,5%.

Во второй половине марта 2012 года были пробурены скважины №9, 27 и 37. В эксплуатацию данные скважины были введены в апреле с дебитами 27,8, 24 и 6,7 т/сут соответственно. Показатели обводненности разнятся от 2 (скважины №9 и №27) до 76% (скважина №37). В июле этого же года были пробурены еще три скважины на 1 кусте, которые в эксплуатацию введены уже в августе. Это скважины №1г, 2г и 6г со значениями дебитов 119,5, 67,1 и 95,5 т/сут соответственно.

Стоит отметить, что из-за высокого газового фактора на скважинах №9 и №27 было принято решение эксплуатировать их не в периодическом режиме, а в постоянном, но на штуцерах с минимальным диаметром ($d = 5$ мм). Газовые факторы данных скважин составляют 96 и 83 тыс. м³/т соответственно.

4. Анализ эффективности методов интенсификации притока к скважинам

4.1 Характеристика методов воздействия на ПЗС

Любое воздействие на пласт, как и непосредственное извлечение пластового флюида, происходит через скважины. Призабойной зоной скважины называется такая область скважины, в которой наиболее интенсивно протекают все процессы. Сюда при добыче флюида на поверхность сходятся, словно в единый узел, линии токов, а во время закачки жидкости – расходятся. В данном месте скважины достигают максимальных значений фильтрационные сопротивления, градиенты давления, скорости движения жидкости и потери энергии. Важно следить за состоянием призабойной зоны пласта, т.к. от этого зависят дебиты добывающих скважин, общая эффективность разработки месторождения, а также та пластовая энергия, которую применяют для подъема столба жидкости по трубам на поверхность.

Важной задачей является сохранение ПЗС в таком состоянии, при котором используемая на преодоление сопротивлений ПЗС энергия оставалась достаточно мала как в добывающих скважинах, так и в нагнетательных. В околоскважинных породах происходит изменение в распределении внутренних напряжений в следствие бурения скважины. Также негативное влияние на кристаллы пород оказывает перфорация обсадной колонны: возникает пьезоэлектрический эффект из-за воздействия ударных волн различной частоты, а возникающее при этом электрическое поле может в свою очередь мешать или интенсифицировать фильтрацию.

Через призабойные зоны добывающих и нагнетательных скважин в процессе добычи нефти проходит вся извлекаемая и нагнетательная жидкость. Эти процессы протекают не в первоначальных условиях, а при значительно отличающихся значениях температуры и давления, что приводит к образованию отложений различных УВ компонентов, таких как асфальтены, смолы и парафины. Нарушение термодинамического равновесия системы также

приводит к образованию отложений различных солей.

Чтобы предотвратить подобный сценарий развития событий, а также с целью получить дополнительный приток нефти в скважины необходимо проводить мероприятия по воздействию на призабойную часть пласта. Это позволяет повысить проницаемость, увеличить системы трещин и каналов, что может облегчить приток к скважине и уменьшить энергетические потери в области ПЗС, а также улучшить сообщаемость со стволом скважины [4].

Выделяют три основные группы методов воздействия на призабойную зону пласта: механические, химические и тепловые.

Методы, связанные с применением химических агентов, применяют чаще всего в коллекторах, сложенных карбонатными породами, а также в цементированных песчаниках с карбонатными включениями. Химические методы воздействия на ПЗС есть смысл применять, когда есть возможность растворить породу или непосредственно отложения, появление которых негативно отразилось на проницаемости ПЗС. Вид применяемой кислоты зависит от побочных эффектов, которые агент может оказать на оборудование скважины (например, эксплуатационную колонну или трубы НКТ) и на качество проводимых работ.

Типичным методом химического воздействия на ПЗС является простая кислотная обработка. Данный вид обработки предназначен для очистки фильтров, ПЗС и НКТ от отложений солей, парафинов, а также продуктов коррозии. В результате применения солянокислотной обработки (СКО) в ПЗС с карбонатными коллекторами появляются каналы растворения и различные каверны, что позволяет увеличить проницаемость пород, а вместе с этим и производительность скважин.

Разновидностей СКО много, но все они используются, чтобы произвести очистку поверхности открытого интервала забоя, фильтра в интервале продуктивного пласта, а также стенок скважины от различных смолистых веществ, глинистых корок и отложений пластовых вод или же с целью увеличить

проницаемость пород, слагающих продуктивную часть пласта. Важным фактором успешности СКО является срок выдержки кислоты в пласте. Среднее время выдержки колеблется от 8 до 24 часов. Зависит это от многих факторов – это температура на забое, химический состав пород продуктивного пласта, концентрация раствора и давление его закачки.

Также довольно часто применяется СКО под давлением путем продавки реагента в пласт, что позволяет добиться высоких значений ФЕС для малопроницаемых пластов. Данный процесс требует наличия пакера и закрытого затрубного пространства.

Для повышения эффективности применения кислотного воздействия на ПЗС в нефтяных скважинах применяют интенсификаторы. Наличие нефтяной пленки и асфальто-смолистых соединений осложняет процесс добычи пластового флюида, а интенсификаторами добиваются снижения силы поверхностного натяжения границы «нефть-порода». В качестве них используются различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). Кроме того, в кислоту также добавляют стабилизаторы, функцией которых является удерживание продуктов реакции в растворенном виде. Самыми распространенными стабилизаторами являются уксусная и плавиковая кислоты.

Применение механических методов воздействия на ПЗС обычно целесообразно в продуктивных пластах, которые сложены достаточно плотными породами. Цель использования механических методов воздействия заключается в расширении существующих трещин в ПЗС, создании дополнительных и приобщении удаленных частей пласта и замкнутых трещин и пор к процессу фильтрации. С целью расширить и углубить естественные и образовать искусственные трещины проводят гидроразрыв или гидрокислотный разрыв пласта, которые относятся к механическим методам воздействия на ПЗС. Одновременно с образованием трещин производят закачку рабочих агентов в продуктивные пласты с низкой проницаемостью, а для проведения ГРП или КГРП создают высокие давления на забоях скважин путем закачки специальных

жидкостей в пласт при высоких расходах. Чтобы образовавшиеся трещины не смыкались обратно, их заполняют наполнителем (песком).

В отечественной практике ГРП используется в основном в ПЗС, чтобы восстановить продуктивность или приемистость скважин, у которых наблюдается снижение проницаемости. Для этого создают закрепленные трещины большой протяженности (> 10 км), которые соединяют забой скважины и незагрязненную часть пласта. Проводят данное мероприятие по воздействию на ПЗС во время капремонта, иногда при освоении скважин, когда дебит оказывается ниже предполагаемого. Выбор скважины для осуществления ГРП производят, основываясь на результатах тщательной диагностики ПЗС. Помимо восстановления проводимости ПЗС, ГРП также применяют для повышения дебитов скважин, вскрывающих пласт с низкой проницаемостью. Технология такого ГРП характеризуется тем, что в пласте появляется система каналов, фильтрационное сопротивление которых достаточно низкое, что позволяет интенсифицировать отбор нефти из требуемого коллектора. Отличие от гидроразрыва в ПЗС заключается в образовании трещин, имеющих большую протяженность, а также в том, что данный вид ГРП по факту является частью комплекса работ по заканчиванию скважин, т.к. производится практически во всех скважинах после бурения в следствие низкой проницаемости перспективной части пласта.

Процесс виброобработки призабойной зоны пласта заключается в применении специальных забойных устройств, которые создают колебания давления с помощью вибратора-генератора, спущенного в скважину на НКТ. Когда рабочая жидкость проходит через вибратор происходит серия гидроударов, которые оказывают воздействие на ПЗС. Это приводит к изменению свойств жидкостей и пород, что вызывает в них образование микротрещин и разрывов, а это в свою очередь увеличивает производительность скважин.

Тепловое воздействие на ПЗС рационально использовать в том случае,

когда пластовая нефть содержит парафины и смолы. Видов теплового воздействия много, но чаще всего применяют термокислотную обработку: перед обработкой кислотой прогревают каким-нибудь нагревателем ПЗС или промывают непосредственно скважину горячей нефтью. При этом в ПЗС должна поддерживаться температура, превышающая температуру плавления отложений парафина и смол. Эти процедуры расплавляют осадки парафинистых отложений, а затем уже проводят кислотную обработку.

Улучшение или восстановление проницаемости пород ПЗС происходит за счет увеличения их трещиноватости, имеющихся дренажных каналов или создания новых, удаления отложений парафинов и смол, а также различных примесей, окислов железа и т.п. Выбор конкретного метода воздействия на ПЗС будет основываться, исходя из целого ряда факторов, таких как состав пород и их ФЕС, строение и тип залежи, состав флюидов, пластовое давление и т.д.

4.2 Техника и технология проведения гидроразрыва пласта

Рассмотрим необходимый перечень технологического оборудования для проведения КГРП:

Питающий манифольд

Питающий манифольд обеспечивает всасывание из водяного резервуара (если он используется), а также обычный всасывающий коллектор с не менее чем восемью 4-дюймовыми всасывающими патрубками. Он используется только тогда, когда вода на смеситель поступает напрямую из водяного резервуара, или, когда используется перекачивающий водяной насос, чтобы поддерживать емкости ГРП в наполненном состоянии.

Перекачивающий водяной насос

Насосы низкого давления с большей подачей используются для перекачки воды из водяного резервуара (или другого источника воды) в емкости ГРП и/или к смесителю. Перекачивающие насосы могут требоваться или не требоваться, в зависимости от расстояния между источником водоснабжения и блендером, а также от их взаимного расположения по высоте. В зависимости от

объема ГРП и расстояния от источника водоснабжения, будет использоваться один или больше насосов для перекачки воды по стандартному 6-дюймовому оросительному ПВХ трубопроводу.

Емкости ГРП

Для хранения жидкости разрыва, а также кислоты на месте проведения работ используются автономные емкости (рис. 6.10.) на 500 баррелей (80 м³). Эти «емкости ГРП» имеют собственные колеса, и их можно легко перевозить со скважины на скважину. Такие емкости имеют как минимум четыре 4-дюймовых патрубка и 12-дюймовый поворотный дисковый затвор, которые используются для совместной обвязки этих емкостей, обеспечивающей общий источник воды. Требуемое количество емкостей ГРП зависит от размера обработки.



Рис 6.10. Емкость технологических жидкостей

Смесительная установка

Автономный блендер, смонтированный на грузовом автомобиле, соединяет воду, гель, кислоту и другие добавки в одну однородную смесь. Блендер располагается в центре работ по КГРП. Он соединен с системой подачи жидкости разрыва как минимум четырьмя 4-дюймовыми гибкими шлангами (их может быть до двенадцати). Его выходная сторона соединена с впускной стороной гидроразрывного манифольда 4-дюймовыми гибкими шлангами или непосредственно к насосным агрегатам. Блендер должен быть способен непрерывно добавлять сухие и жидкие добавки и быть откалиброванным, чтобы

обеспечивать очень высокую точностью их дозирования. Производительность блендера определяется объемом и скоростью, с которыми он может принимать добавки. Данные с блендера также передаются по кабелю на центр управления.

Насосные агрегаты ГРП

Насосы забирают рабочую жидкость под низким давлением (порядка 60 psi = 4,14 атм) и выбрасывают под требуемым давлением в тысячи psi (сотни атмосфер). Эти плунжерные насосы прямого вытеснения бывают нескольких типоразмеров. Чаще всего используется триплексная конфигурация (три плунжера). Сейчас приобретают популярность насосные агрегаты ГРП типа квинтаплекс (5-плунжерные), и они, конечно, могут перекачивать больше жидкости и при более высоких давлениях, чем триплексные. Гидравлическая мощность этих насосных агрегатов варьирует от менее 1000 гидравлических л.с. у ранних моделей триплексных насосов до значительно более 2000 гидравлических л.с. у последних моделей насосов типа квинтаплекс.

Насосные агрегаты монтируются на траке или на прицепе (рис. 6.13). Они снабжены системой отключения на высоком давлении, управление ими должно вестись дистанционно по кабелю.



Рис. 6.13. Шасси для УН-2250

Далее рассмотрим насосную установку УН-2250 (рис. 6.14). УН

обеспечивает следующие функции:

- автоматизированную работу в режиме ГРП;
- автоматическое переключение передач в трансмиссии без разрыва потока мощности;
- плавный диапазон регулирования величины опрессовочного давления манифольдов и насосно-компрессорных труб, создаваемого УН в диапазоне от 0 до 85 МПа;
- плавный диапазон регулирования производительности в диапазоне от 0 до 2,5 м³/мин;
- автоматическое поддержание постоянной величины производительности (вне зависимости от изменения давления, создаваемого скважиной);
- автоматический встроенный контроль состояния узлов и систем УН;
- прекращение подачи рабочей жидкости в скважину при срабатывании защиты от превышения максимально допустимого давления на скважине без остановки газотурбинных двигателей (ГТД).

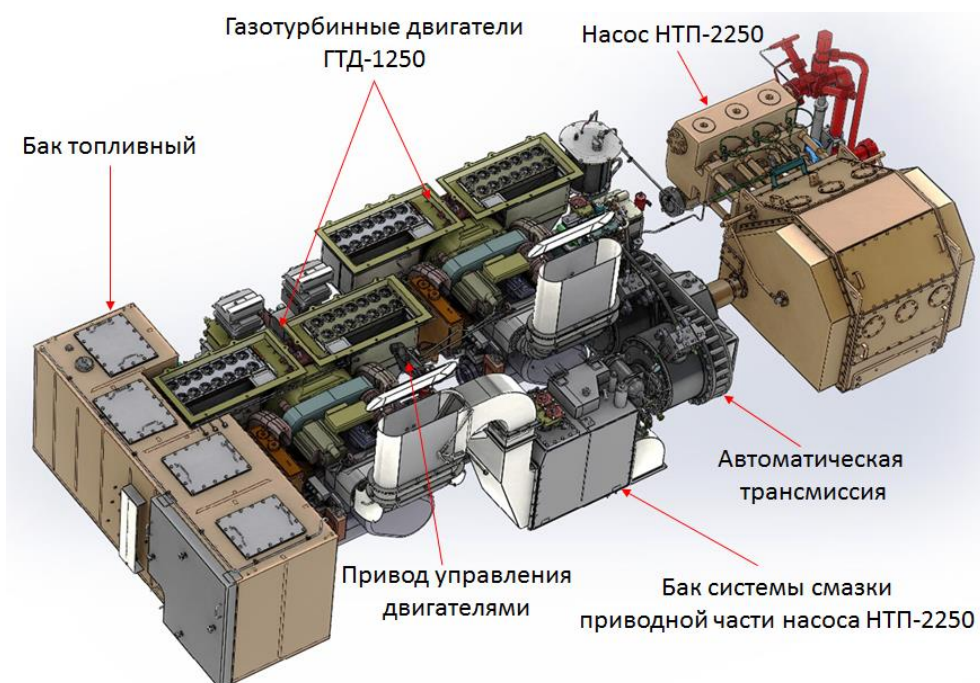


Рис. 6.14. Насосная установка УН-2250

В табл. 6.12 приведены технические характеристики установки УН-2250. Рабочая характеристика УН-2250 изображена на рис. 6.15.

Таблица 6.12. Технические характеристики УН-2250

№ п.п.	Параметры	Значения
1	Шасси	МАЗ 6303А5
2	Полная масса УН (эксплуатационная), не более	29600
3	Масса технологического оборудования (эксплуатационная), кг	19500
4	Силовая установка - два газотурбинных двигателя с обслуживающими системами в моноблочном исполнении	
4.1	Марка двигателей	ГТД-1250
4.2	Максимальная мощность одного двигателя, л.с.	1250
4.3	Удельный расход топлива на режиме максимальной мощности, г/л.с.ч.	235
4.4	Масса одного двигателя в моноблочном исполнении (с системами), кг	1500
4.5	Применяемое топливо	диз. топливо, ТС, РТ
5.	Трансмиссия, механическая с электрогидравлическим переключением передач, включает две планетарные коробки передач и шестеренный суммирующий редуктор	
5.1	Количество передач в трансмиссии	4
6.	Плунжерный насос	
6.1	Модель	НТП-2250
6.2	Число плунжеров	3
6.3	Диаметр плунжера, мм (")	127 (5,0)
6.4	Максимальная производительность, м ³ /мин	2,5
6.5	Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	85

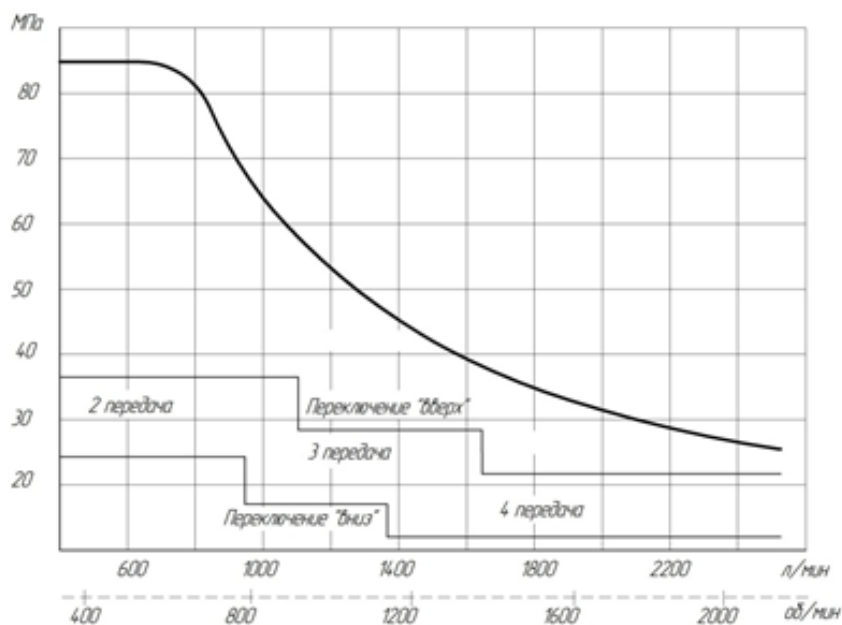


Рис. 6.15. Рабочая характеристика УН-2250

Оборудование скважины

При подготовке скважины к ГРП для исключения возможных выбросов жидкости глушения и продукции скважины устье последней оборудуется превенторными установками.

При подготовке к ГРП для закачки жидкости в скважину спускается колонна НКТ диаметром 89 мм. Затрубное пространство (обсадная колонна и НКТ 89 мм) герметизируется установленным в зоне ГРП пакером. Установка

пакера проверяется опрессовкой затрубного пространства водой на рабочее давление обсадной колонны через ЦА-320.

Примерная схема расстановки оборудования для проведения КГРП представлена на рис. 6.18, где:

- 1) Станция контроля и управления СКУ-10;
- 2) Насосные установки УН-2250;
- 3) Смесительная установка УС-10;
- 4) Ёмкости для рабочей жидкости;
- 5) Бункер для проппанта или саморазгружающийся проппантовоз;
- 6) Машина манифольдов типа ММ105М;
- 7) Блок манифольдов типа БМ105;

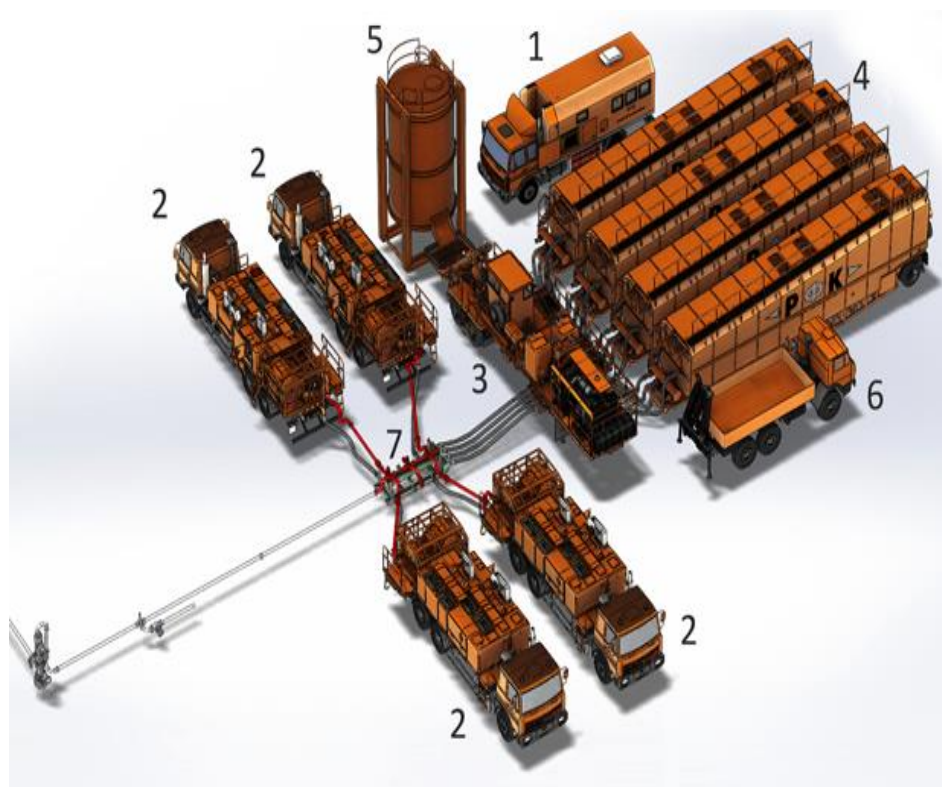


Рис. 6.18. Схема размещения оборудования КГРП

4.3 Результаты проведения методов воздействия на пласт

Фонтанный способ эксплуатации скважин является основным на месторождении в период с 24.10.2010 года по 01.01.2013 год. За этот период времени на добывающих скважинах проводились следующие геолого-технические мероприятия:

- Кислотная обработка ПЗС (скв. №3 на 1 кусту);
- Гидравлический разрыв пласта (скв. №3 на 1 кусту и скв. №5 на 2 кусту).

После окончания процесса бурения скважины №3 на 1 кусту приток не был получен. Оказалось, что бурением вскрыт пласт с ухудшенными коллекторскими свойствами, затем возникли трудности во время поднятия хвостовика, которые не позволили добурить ствол, в результате чего не удалось увеличить площадь контакта скважины и пласта. Чтобы обеспечить сообщение продуктивного пласта с забоем скважины, была проведена кислотная обработка ПЗС.

10.05.2010 года на скв. №3 на 1 кусту была проведена кислотная обработка ПЗС. Состав раствора состоял из соляной кислоты (24%) 1,3 м³, технической воды 1,3 м³, а общий объем раствора составил 2,6 м³ (плотность – 1,06 г/м³, концентрация – 12%). Операция закачки кислоты продолжалась 20 минут, давление – 150 атм. Продавка осуществлялась объемом жидкости, равным 2,9 м³, при приемистости 187 м³/сут. Всего пласт принял 12%-й раствор соляной кислоты объемом 7,6 м³. Кроме того, был выполнен 61 рейс сваба, что снизило уровень до 2006,7 м. В итоге, освоение скважины позволило получить приток воды с пленкой нефти дебитом 0,875 м³/сут, Н_{дин} = 2005,5 м.

КГРП был произведен на месторождении сервисной компанией ООО «КАТКОнефть». За год обслуживания скважин месторождения данной компанией было проведено 2 операции по КГРП. Как говорится в отчете компании, при проведении операций осложнений не возникло, закачка была проведена в полном объеме. Контроль качества закачиваемой смеси производился на протяжении всего процесса закачки с контрольным отбором проб.

03.03.2011 года в ходе КГРП в скв. №3 на 1 кусту закачали 128,9 м³ жидкости без проппанта, из которой 60 м³ – раствор 15%-ой соляной кислоты, а

также 70 м³ - линейный гель на водной основе. Продолжительность реакции составила порядка 4 часов, расход жидкости – 3 м³/мин.

С марта 2011 года после проведения КГРП скважина находилась в бездействии, и только 16 февраля 2012 года была переведена на механизированный способ добычи посредством установки ЭЦН. Режим эксплуатации был выбран периодический, т.к. энергии пласта было недостаточно. Программа эксплуатации составляет 1 час в работе, 6 часов в накоплении. Дебит после проведения КГРП составил $Q_{ж} = 25,9$ т/сут, обводненность – 0%.

Бурением скв. №5 на 2 кусту также была вскрыта часть пласта, у которой коллекторские свойства оказались хуже предполагаемых, поэтому с целью увеличить дебит был проведен КГРП.

02.03.2012 года в процессе проведения КГРП в скв. №5 на 2 кусту в пласт закачали 140 м³ жидкости без пропантанта, из которых 60 м³ – раствор 15%-ой соляной кислоты, 80 м³ - линейный гель на водной основе. Реакция продолжалась порядка 4 часов, расход жидкости – 2,2 м³/мин.

Как и в случае с первым КГРП, после проведения операции скв. №5 на 2 кусту до 31.07.2012 года находилась в бездействии. В эксплуатацию скважину ввели только 1.08.2012 года, но в следствие быстрого истощения пластовой энергии, скважину перевели на периодический режим работы. Программа эксплуатации составляет 5 часов в работе, 19 часов в накоплении. Дебит после проведения операции КГРП составил $Q_{ж} = 6,7$ т/сут, обводненность – 0%.

Основные параметры трещин, согласно отчету ООО «КАТКОнефть», приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики трещин ГРП на скважинах №3 и №5

	Скважина №3		Скважина №5	
	План	Результат	План	Результат
Длина, м	22,8	23,3	23,8	32,1
Высота, м	43,8	43,7	38,9	25,8

Ширина, м	10	9,9	11,4	11,7
Безразмерная проводимость в продуктивном пласте	15,9	15,7	6,8	3,9
Направленная проводимость в продуктивном пласте, мД*м	363,5	362,9	363,5	127,2
Скин - фактор		-4,5		-2,4

На рисунке 4.7 приведено сравнение рабочих давлений при закачке жидкости в пласт при гидравлическом разрыва пласта в скважинах №3 и №5.

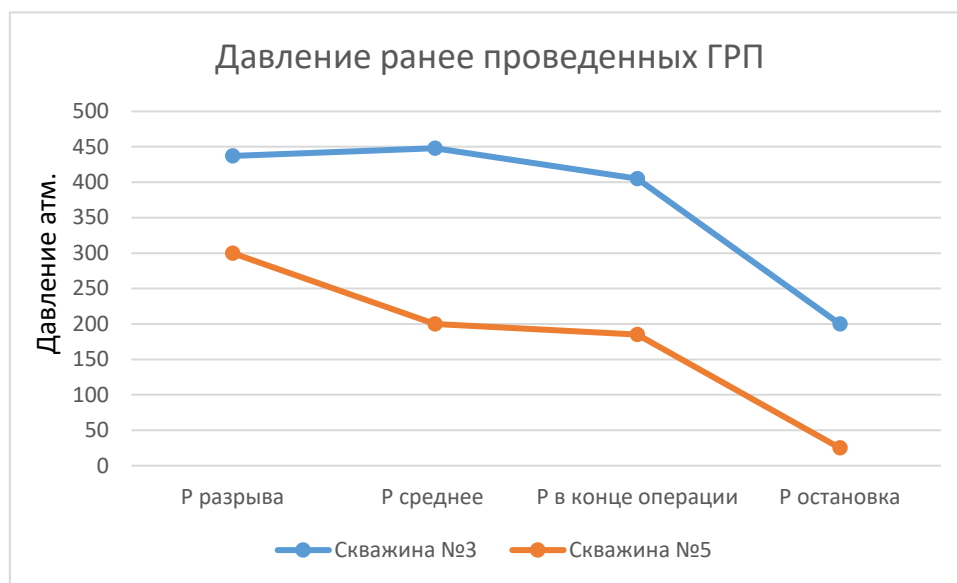


Рисунок 4.7 – Сравнение давлений, полученных при ГРП на скв. №3 и №5

Рекомендация сервисной компании ООО «КАТКОнефть» для последующих операций КГРП заключается в увеличении концентрации соляной кислоты до 28%.

Оценивая эффективность проведения операций по интенсификации ПЗС на месторождении, сложно найти конкретную причину, почему СКО на скважине №3 и ГРП на скважине №5 не привели к значительным увеличениям показателей дебита. Обработкой ПЗС раствором соляной кислоты удалось получить приток воды с пленкой нефти, но он был настолько низкий, что руководство компании решило дополнительно провести на скважине еще и ГРП. В результате выполнения данной операции, на скважине №3 удалось получить приток безводной нефти, превышающий первоначальное значение дебита в 26 раз. Добиться подобного результата на скважине №5 не удалось: полученный приток безводной нефти превысил первоначальный всего лишь в 1,3 раза. Объяснить это можно плохой изученностью коллектора, представляющего собой сложную геологическую структуру, неоднократно преобразованную тектоническими преобразованиями.

На рисунке 4.8 представлено сравнение дебитов до и после проведения кислотного гидравлического разрыва пласта.

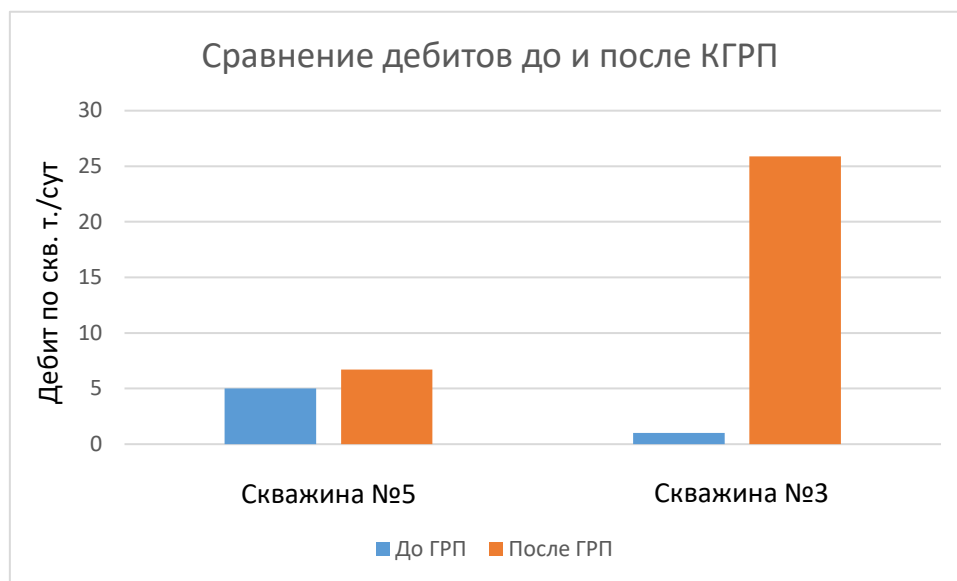


Рисунок 4.8 – Сравнение дебитов скважин до и после проведения КГРП

Исходя из прошлого опыта проведения кислотных ГРП можно сказать что данный способ интенсификации является весьма эффективным.

4.4 Теория гидроразрыва пласта

Зарождение и распространение трещины означает, что материал отреагировал существенно неупругим образом, и произошло необратимое изменение. Тем не менее, линейная упругость является полезным инструментом при изучении трещин, поскольку напряжения и деформации (за исключением, пожалуй, окрестностей поверхности трещины и особенно ее вершины) могут быть достаточно адекватно описаны при помощи теории упругости.

На рис. 4.19 схематически представлен статический эксперимент с одноосным нагружением. Два параметра, определяемые из такого эксперимента, — это модуль Юнга (E) и коэффициент Пуассона (ν). Они рассчитываются из вертикального напряжения (σ_{xx}), вертикальной деформации (ϵ_{xx}), и горизонтальной деформации (ϵ_{yy}), как показано на рисунке.

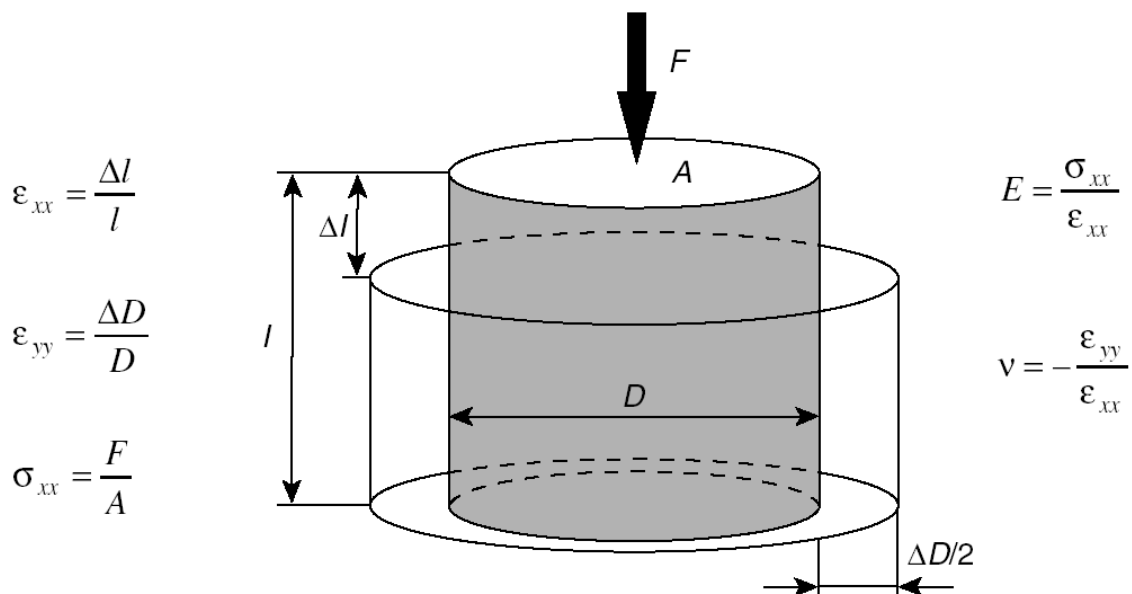


Рис. 4.19. Схема одноосного нагружения

Вертикальная составляющая горного давления на уровне забоя скважины рассчитывается исходя из средней плотности вышележащих пород и расстояния от поверхности до забоя:

$$P_{ГВ} = \rho_{ср} * g * L_{скв} \quad (6.6)$$

Горизонтальная составляющая горного давления находится следующим образом:

$$P_{ГГ} = P_{ГВ} * \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (6.7)$$

От соотношения горизонтальной и вертикальной составляющей горного давления зависит какая будет трещина: горизонтальная ($P_{ГВ} < P_{ГГ}$) или вертикальная ($P_{ГВ} > P_{ГГ}$). Изображение распространения трещины изображено на рис. 6.20.

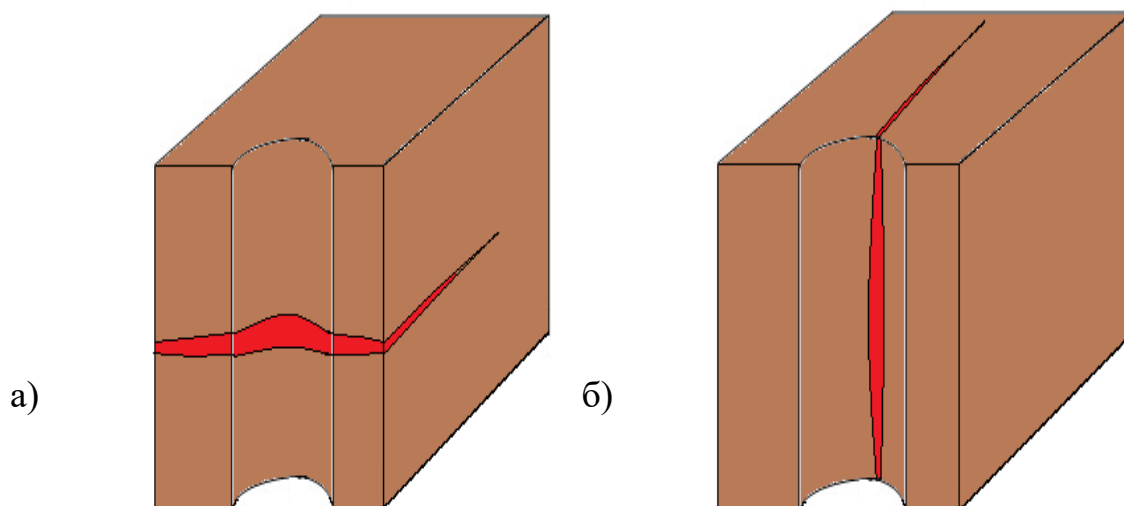


Рис. 4.20. Горизонтальная (а) и вертикальная (б) трещина

Для создания трещины на забое скважины необходимо создать давление, которое можно посчитать по данной формуле:

$$P_{гр} = \frac{\mu}{1 - \mu} \cdot (P_{г} - P_{пл}) + P_{пл}$$

Длина (l) и раскрытость (ω) трещины рассчитываются по следующим формулам:

$$L = \sqrt{\frac{V_{ж} * E}{5,6(1 - \nu^2)h(P_{заб} - P_{гр})}} \quad (6.9)$$

$$W_0 = \frac{4(1 - \nu^2)l(P_{заб} - P_{гр})}{E} \quad (6.10)$$

Механика трещины возникла из наблюдения, что любая неоднородность, существующая в твердом теле, ухудшает его способность выдерживать нагрузки. Небольшое отверстие (пустота) может привести к появлению высоких локальных напряжений по сравнению с напряжениями, которые имели бы место без этого отверстия (пустоты).

4.6 Свойства технических жидкостей

Текущие материалы (флюиды) деформируются непрерывно (иными словами, текут) без разрушения под воздействием постоянного напряжения.

Напряжение, возникающее между слоями, есть напряжение сдвига, τ . Его размерность — давление или сила на единицу площади (в системе СИ — Па). Локальная интенсивность течения характеризуется скоростью сдвига $\dot{\gamma}$. Ее можно рассматривать как темп изменения скорости с расстоянием между скользящими слоями. Материальная функция, выражающая связь между напряжением сдвига и скоростью сдвига отражена на рис. 6.21 и в табл. 6.15. Эта информация необходима для расчета падения давления (фактически, рассеяния энергии) для заданной ситуации течения, такое, как течение в трубе или течение между параллельными пластинами.

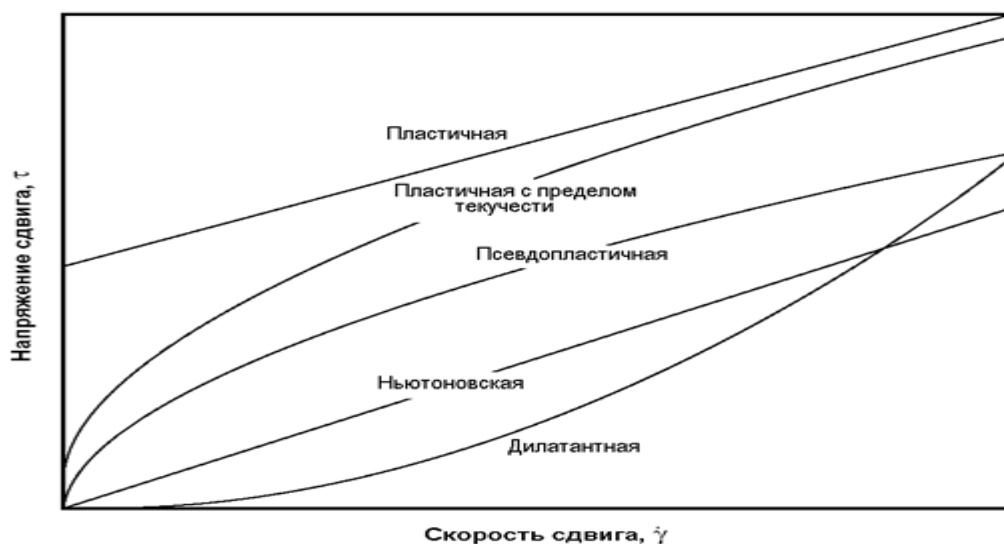


Рис. 6.21. Реологические кривые «касательное напряжение-скорость сдвига»

Большинство гелей- жидкостей разрыва (ЖР) проявляют значительное разжижение при сдвиге (т.е., уменьшение эффективной вязкости с увеличением скорости сдвига). Уравнение состояния, описывающее этот главный аспект их режима течения, — модель степенного закона. Показатель текучести, n , обычно изменяется от 0,3 до 0,6 доли ед.

Главное назначение жидкости разрыва - передача с поверхности на забой скважины кинетической энергии, необходимой для разрыва и раскрытия трещины. Основные требования к жидкостям, используемым при гидроразрыве:

- должны обладать достаточной динамической вязкостью для создания трещин высокой проводимости за счет их большого раскрытия;
- иметь низкие фильтрационные утечки для получения трещин необходимых размеров при минимальных затратах жидкости;
- обеспечивать минимальное снижение проницаемости зоны пласта, контактирующей с жидкостью разрыва;
- обеспечивать низкие потери давления на трение в трубах;
- иметь достаточную для обрабатываемого пласта термостабильность и высокую сдвиговую стабильность, т.е. устойчивость структуры жидкости при сдвиге;
- легко выноситься из пласта и трещины гидроразрыва после обработки;
- быть удобными в приготовлении и хранении в промышленных условиях;
- иметь низкую коррозионную активность;
- быть экологически чистыми и безопасными в применении;
- иметь относительно низкую стоимость.

Виды жидкостей разрыва

1) Жидкости на водной основе.

Используются сегодня в большинстве обработок. Хотя это было не так в первые годы освоения гидроразрыва, когда жидкости на нефтяной основе

использовались фактически на всех обработках. Этот вид жидкости имеет ряд преимуществ над жидкостью на нефтяной основе:

- жидкости на водной основе экономичнее;
- жидкости на водной основе дают больший гидростатический эффект чем нефть, газ и метанол;
- жидкости невоспламеняемые;
- жидкости на водной основе легко доступны;
- Этот тип жидкости легче контролируется и загущается.

Линейные жидкости разрыва.

Первый загуститель воды был крахмал. В начале 1960-х была найдена замена - гуаровый клей - это полимерный загуститель. Он используется и в наше время. Также используются и другие линейные гели в качестве жидкости разрыва: гидроксипропил, гидроксипропилцеллюлоза, карбоксиметил, ксантан и в некоторых редких случаях полиакриламиды.

Соединяющиеся жидкости разрыва. Развитие этого типа жидкости решило много проблем которые возникали, когда было необходимо закачивать линейные гели в глубокие скважины с высокой температурой. Было разработано много жидкостей сшивателей, таких как алюминиевые, на хромной, медной основе, и марганце. Дополнительно стали использовать сшиватель на основе КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) и некоторые типы соединителя на основе гидроксипропилцеллюлозы. С разработкой гидроксипропилового гуара и карбоксиметил-гидроксипропилцеллюлозных полимеров, также было разработано новое поколение сшивателей. Полимерные молекулы сшивателя имеют тенденцию к увеличению термостабильности базового полимера.

Замедляющие соединительные системы. Они использовались как жидкости разрыва с контролируемым временем соединения, или замедленной реакцией соединения. Очевидно, что время соединения, это время, необходимое чтобы достичь очень большого увеличения вязкости и становления жидкости однородной. Замедляющие соединительные системы показывают лучшую дисперсность соединителя, дают большую вязкость, и увеличивают в жидкости

разрыва термостабильность. Другое преимущество этих систем- это пониженное трение при закачке.

2) Жидкости на нефтяной основе.

Самый простой на нефтяной основе гель разрыва, возможен сегодня, это продукт реакции фосфата алюминия и базовый, типичный алюминат соды. Фосфат алюминия может быть использован, чтобы создать жидкость с повышенной стабильностью к высоким температурам и хорошей емкостью для транспортировки пропанта для использования в скважинах с высокими температурами более 127°C. Основным недостатком использования жидкостей на нефтяной основе это пожаро и взрывоопасность. Также надо отметить, что приготовление жидкостей на нефтяной основе требует большого технического и качественного контроля.

3) Жидкости на спиртовой основе.

В жидкостях разрыва спирт нашел широкое применение как температурный стабилизатор, так как он действует как удерживатель кислорода. Полимеры повысили возможность загустить чистый метанол и пропанол. Эти полимеры, включая гидроксипропилцеллюлозу и гидроксипропилгуар заменили на гуаровую смолу, т.к. она поднимает вязкость на 25 % выше. В пластах, чувствительных к воде, жидкости на гидрокарбонатной основе более предпочтительны, чем жидкости на спиртовой основе.

4) Эмульсионные жидкости разрыва.

У них много недостатков, поэтому они используются в очень узком спектре. У них крайне высокое давление трения в результате их вязкости. Стоимостная эффективность нефтяной эмульсии подразумевает, что закачанная нефть может быть добыта назад и продана. Использование эмульсий типа "нефть в воде" направленно сокращалось с ростом цены на нефть.

5) Жидкости на основе пен. Энергетические жидкости разрыва, где используется азот и углекислый газ, растворяемые в воде.

В качестве жидкости разрыва, а также жидкости-песконосителя будет использован водяной гель «LG-30». Гелирующий комплекс «LG-30»

предназначен для получения полисахаридного водного геля. В качестве жидкости для получения геля применяют пресную или пластовую, или минерализованную воду. В состав комплекса гелирующего «LG-30» входят:

- гелеобразователь ГПГ-3. Полисахарид, мелкодисперсный гигроскопичный порошок белого или желтого цвета.
- поверхностно-активное вещество (ПАВ) - регулятор деструкции - азотсодержащее соединение, полупрозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета.
- боратный сшиватель - БС-1. Боросодержащее соединение, полупрозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета.
- деструктор ХВ. Неорганическое соединение, белый порошок.

Водный гель комплекса «LG-30» обладает высокой вязкостью, низкими фильтрационными утечками, высокой удерживающей способностью зернистого наполнителя.

Использование соляной кислоты для обработки пласта вызывает ряд проблем: высокие значения коррозии, межфазного натяжения на границе с углеводородами; вторичное осадкообразование; повышенная скоростью реакции с водонасыщенной породой; образование осадков и эмульсий с пластовыми флюидами. Поэтому при обработке соляной кислотой применяется ряд добавок: ингибиторов коррозии, ингибиторов осадкообразования, деэмульгаторов, понизителей скорости реакции и различных ПАВ.

4.7 Выбор и обоснование технологии проведения кислотного ГРП на примере технологии потокоотклоняющей кислоты VDA

Вначале каждая молекула вязкоупругих ПАВ может двигаться в кислоте абсолютно свободно (слева на рис.). Во время реакции между кислотой и карбонатными минералами молекулы вязкоупругих ПАВ собираются вместе, образуя удлиненные мицеллы (в центре рис.). Мицеллы спутываются, ограничивая поток жидкости, вязкость раствора при этом повышается. При поступлении притока углеводородов из пласта после КО удлиненные мицеллы трансформируются в сферы (справа на рис.), в результате чего вязкость раствора резко снижается, а качество очистки повышается.

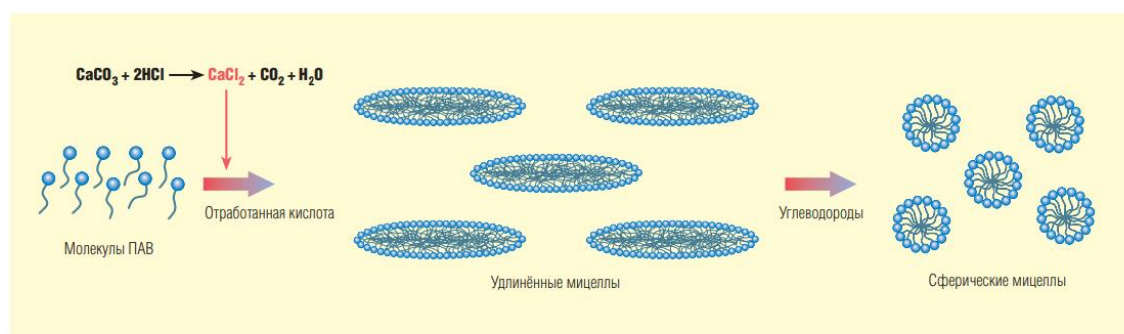


Рисунок 12.1 Поведение вязкоупругих ПАВ во время кислотной обработки

Химические реагенты - отклонители, добавляемые в кислотные растворы, делятся на два типа: закупоривающие добавки и загустители. В качестве закупоривающих добавок могут применяться хлопья бензойной кислоты или зерна соли, размер которых подобран для закупорки пор пласта. Эффекта закупоривания можно достичь и путем вспенивания кислотного раствора, т.к. при этом в скважине создается двухфазный поток.

Загустители включают водорастворимые полимеры, сшитые полимерные гели и вязкоупругие поверхностно-активные вещества (ПАВ). Около десяти лет назад ученые и инженеры компании Schlumberger применили химические свойства вязкоупругих ПАВ в кислотной обработке и создали систему вязкоупругого отклонения кислоты VDA. Результаты применения жидкостей VDA были весьма успешны как при матричных КО, так и при кислотных ГРП в различных регионах мира.

Молекулы ПАВ в системе VDA, полученные из длинноцепочечных жирных кислот, являются цвиттер - ионами, т.е. нейтральными молекулами, несущими положительный и отрицательный заряды в различных местах. Во время закачки в скважину система VDA — смесь HCl, вязкоупругих ПАВ и обычных добавок для КО — сохраняет низкую вязкость. При попадании кислоты в пласт молекулы ПАВ начинают собираться в удлинённые мицеллы. Мицеллы переплетаются друг с другом, вызывая повышение вязкости раствора (рис. 3). Высоковязкий раствор образует временный барьер, отклоняющий поток кислоты. В дополнение к отклонению, раствор снижает скорость реакции кислоты с породой, что даёт больше времени для создания более глубокой и более разветвлённой сети каналов.

В начале эксплуатации жидкость VDA смешивается с углеводородами. Это изменяет ионную среду и заставляет мицеллы принять сферическую форму. Переплетение мицелл прекращается, они свободно мигрируют, при этом вязкость жидкости резко снижается, что делает возможным проведение очистки скважины после КО. В отличие от растворов на полимерной основе, вязкоупругие ПАВ практически не оставляют осадка, негативно влияющего на продуктивность скважины.

Трещинные коллекторы являются наиболее сложными объектами для КО карбонатным породам из-за чрезвычайно сильных контрастов проницаемости. Трещинные участки таких коллекторов могут иметь проницаемость на несколько порядков выше, чем ненарушенные трещинами участки. До недавних пор применяемые в отрасли технологии отклонения кислоты в этих условиях были неэффективны. Даже при закачке растворов с отклоняющими добавками, таких как VDA, самая большая сложность заключается в блокировке трещин и обработке остальной части пласта. Поэтому в скважину приходилось закачивать большие объёмы раствора, что повышало стоимость работ при более чем скромных результатах.

В ходе решения этой задачи инженеры и химики компании Schlumberger обнаружили, что отклонение кислоты может быть существенно улучшено путем

добавления в жидкость VDA разлагаемых волокон. Когда отклоняющая жидкость с волокнами входит в трещину, волокна скапливаются, спутываются и ограничивают дальнейшее поступление жидкости. Новый продукт, кислотная отклоняющая система с разлагаемыми волокнами MaxCO₃, успешно применяется для качественной обработки особенно сложных карбонатных коллекторов по всему миру.

В статье описан процесс разработки системы MaxCO₃ Acid в лаборатории и ее практическое применение на промыслах. Практический опыт выполнения КО в Мексике, Саудовской Аравии и Бразилии показал, что применение новой системы позволило добиться существенного повышения продуктивности скважин.

Лабораторное изучение кислотных жидкостей с волокнами

На протяжении более чем 20 лет химики и инженеры разрабатывали методы применения волокон для повышения качества внутрискважинных работ. В ходе исследований минеральных и полимерных волокон были разработаны технологии управления поведением жидкостей и взвешенных частиц как во время, так и после закачки жидкости в скважину. В результате появился ряд новых разработок, в том числе методы ограничения поглощения жидкостей во время бурения и цементирования, повышения прочности цемента, обеспечения надежного переноса проппанта во время ГРП и предотвращения выноса проппанта в скважину после ГРП.

В последнее время предприняты попытки изучения возможностей применения волокон для КО. В 2007 году компания Schlumberger начала исследования волокон в качестве средств для отклонения жидкостей в необсаженных и обсаженных скважинах.

Основное отличие в применении волокон в обсаженных и необсаженных скважинах состоит в том, что для отклонения жидкости в необсаженных скважинах волокна должны собираться вдоль всей поверхности ствола, тогда как в обсаженных скважинах — только в перфорационных каналах.

Инженеры обнаружили, что простое добавление волокон в обычный

раствор HCl не позволяет создать устойчивую суспензию волокон в растворе. После добавления волокон происходит образование комков и выпадение их из раствора. Положительный результат был достигнут только после добавления волокон к VDA. Высокая вязкость раствора с высоковязкими ПАВ, позволяла создать устойчивую суспензию отдельных волокон в растворе.

Для изучения фильтрации кислотной жидкости в пласт и осаждения волокон была проведена серия лабораторных экспериментов (рис. 5).

Эксперименты проводили в аппарате с отверстиями различного диаметра, через которые пропускали кислотную жидкость с волокнами при различных скоростях. Круглые отверстия диаметром 1—2 мм (0,04—0,08 дюйма) использовали для моделирования каналов, созданных при КО. Прямоугольные отверстия шириной 2—6 мм (0,08—0,24 дюйма) были аналогом трещин. В ходе экспериментов инженеры наблюдали за образованием пробок из волокон и измеряли давление, при котором кислота с волокнами проходит через отверстие.

Была обнаружена закономерность изменения давления в аппарате. Сперва давление не увеличивалось, но через несколько секунд происходил быстрый рост давления. Он был вызван образованием пробки из волокон, которая блокировала отверстие. Результаты экспериментов показали, что при попадании кислоты с волокнами в перфорационные каналы кислота проходит в пласт, как если бы она не содержала волокон. Затем, при образовании пробки, волокна накапливаются перед перфорационными отверстиями и образуют фильтрационную корку. После этого волокна закупоривают перфорационные отверстия, снижая приемистость интервала и направляя кислоту к другим перфорационным отверстиям. Было также установлено, что концентрация волокон в кислотной жидкости, необходимая для закупорки перфорационных отверстий, росла при увеличении скорости закачки. В лаборатории после закачки кислоты с волокнами через отверстие производили промывку пресной водой. После выхода вязкой кислоты из аппарата давление закачки постепенно снижалось и, в конце концов, стабилизировалось. В конце каждого эксперимента в отверстиях оставалась прочная пробка из волокон. Зная давление, скорость

закачки, вязкость жидкости и длину волоконной пробки, инженеры при помощи закона Дарси могли рассчитать проницаемость пробки. В зависимости от концентрации волокон и скорости закачки во время образования пробки, измеренная проницаемость изменялась в пределах от 400 до 2400 мД. На основании этих данных был сделан вывод о том, что волокна являются самым эффективным средством отклонения в интервалах с проницаемостью более 100 мД.

Система VDA обладает идеальной жидкой консистенцией при закачке в скважину. По мере реагирования кислоты с породой вязкость VDA, находящейся в пласте, быстро возрастает, и система становится самоотклоняющейся. Высокая вязкость служит барьером для дальнейшего проникновения кислоты в червоточины пласта, что позволяет еще не прореагировавшей жидкости проникать в необработанные пропластки. Главным преимуществом жидкостных систем VDA является возможность их закачки под давлением и получения при этом полного зонального охвата. Благодаря тому, что системы VDA* не содержат твердой фазы, они являются идеальными для закачки через Гибкие НКТ (Койлтюбинг) в горизонтальных скважинах и в скважинах с большим отходом от вертикали.

В коллекторах, имеющих несколько пропластков или длинные продуктивные интервалы, увеличение вязкости VDA создает временный барьер, который отклоняет остальную «свежую» кислоту в более загрязненные или низкопроницаемые пропластки. Благодаря увеличению вязкости системы снижается дальнейшее проникновение жидкости в пласт, и происходит самоотклонение нагнетаемого потока, которое и позволяет охватить весь обрабатываемый интервал. После окончания обработки барьер либо разрушается при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Это снижает время на удаление отработанных жидкостей и очистку скважины. Поскольку для очистки скважины требуются низкие перепады давления в системе «пласт забой», это ведет к значительному упрощению технологии и снижению стоимости.

Для более эффективного проведения гидроразрыва пласта газоконденсатных месторождений необходимо учитывать все особые параметры, приведенные в данной работе, соблюдать технологический регламент безопасного проведения гидроразрыва пласта, не исключать использование новых технологий и комбинирование техник ГРП, так как стоимость работ значительно снижается, а эффективность добычи возрастает.

При КГРП будет использован 24%-й раствор соляной кислоты с добавкой ПАВ «VDA». Он представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения:

Катионактивный ПАВ (КПАВ), входящий в состав «VDA», при термической деструкции не выделяет летучих хлорсодержащих продуктов, поэтому не оказывает отрицательного влияния на дальнейшую переработку нефти.

Анионактивный ПАВ (АПАВ), входящий в состав «VDA», не выделяет осадков на контакте с минерализованной пластовой водой, так как образует водорастворимые соединения при взаимодействии с растворами солей.

Промысловые эксперименты показали, что оптимальная концентрация «VDA», в качестве добавки в кислоты - 6 %.

Преимущества: Система VDA* обладает идеальной жидкой консистенцией при закачке в скважину. По мере реагирования кислоты с породой вязкость VDA*, находящейся в пласте, быстро возрастает, и система становится самоотклоняющейся. Высокая вязкость служит барьером для дальнейшего

проникновения кислоты в червоточины пласта, что позволяет еще не прореагировавшей жидкости проникать в необработанные пропластки.

Главным преимуществом жидкостных систем VDA* является возможность их закачки под давлением и получения при этом полного зонального охвата. Благодаря тому, что системы VDA* не содержат твердой фазы, они являются идеальными для закачки через Гибкие НКТ

В коллекторах, имеющих несколько пропластков или длинные

продуктивные интервалы, увеличение вязкости VDA* создает временный барьер, который отклоняет остальную «свежую» кислоту в более загрязненные или низкопроницаемые пропластки. Благодаря увеличению вязкости системы снижается дальнейшее проникновение жидкости в пласт, и происходит самоотклонение нагнетаемого потока, которое и позволяет охватить весь обрабатываемый интервал.

После окончания обработки барьер либо разрушается при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Это снижает время на удаление отработанных жидкостей и очистку скважины. Поскольку для очистки скважины требуются низкие перепады давления в системе «пласт забой», это ведет к значительному упрощению технологии и снижению стоимости.

Для более эффективного проведения гидроразрыва пласта газоконденсатных месторождений необходимо учитывать все особые параметры, приведенные в данной работе, соблюдать технологический регламент безопасного проведения гидроразрыва пласта, не исключать использование новых технологий и комбинирование техник ГРП, так как стоимость работ значительно снижается, а эффективность добычи возрастает. Снижает межфазное натяжение; ингибирует скорость коррозии; препятствует образованию вторичных осадков; замедляет скорость реакции кислоты с породой; препятствует образованию эмульсии при взаимодействии с нефтью; стойкая к минеральной агрессии и температуре; сохраняет продуктивность пластов; снижает коррозионную агрессивность.

4.8 Расчет параметров гироразрыва пласта

Данные, необходимые для расчета параметров проведения КГРП и параметров трещины, представлены в табл 6.16.

Таблица 6.16. Параметры скважины-кандидата хх_р

Показатель	Обозначение	Величина	Размерность
Глубина скважины	L _{скв}	2957	м
Диаметр НКТ внут.	d _{нкт}	0,074	м
Вскрытая толщина пласта	H	16,7	м
Средняя проницаемость	K	0,006987*10 ⁻¹²	м ²
Модуль упругости пород	E	20000000	кПа
Коэффициент Пуассона	ν	0,3	
Средняя плотность пород над продуктивным горизонтом	ρ _п	2700	кг/м ³
Плотность жидкости разрыва	P _{жр}	1000	кг/м ³
Вязкость жидкости разрыва	μ	150	мПа*с

По формуле (6.1) рассчитаем P_г горное давление на глубине h:

$$P_g = \rho_p \cdot g \cdot h = 2700 \cdot 9,81 \cdot 2957 = 78322059 \text{ Па} \approx 78,32 \text{ Мпа}$$

ρ_п – средняя плотность вышележащих горных пород (Таблица 5.3) (2600 - 2800 кг/м³), в среднем 2700 кг/м³;

g – Ускорение свободного падения, м/с²;

h – Глубина залегания пласта по вертикали; м.

Таблица 5.3 Плотность некоторых осадочных горных пород [37]

Плотность горных пород	
Порода	Плотность $\rho \times 10^3$, кг/м ³
Осадочные	
Алевролит	2,62-2,76
Ангидрит	2,92-3
Аргиллит	2,6-2,78
Гипс	2,3-2,5
Глина	2,58-2,78
Доломит	2,76-2,88
Известняк	2,6-2,8
Каменный уголь	1,3-1,65
Кремень	2,46-2,75
Мел	2,56-2,8
Мергель	2,58-2,8
Песчаник	2,1-2,9

По формуле (6.2) найдем горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{гр} = 78,32 \cdot \frac{0,3}{1-0,3} = 33,56 \text{ МПа}$$

Для закачки жидкости разрыва и кислотного раствора будет использоваться агрегат ЦА-320. Объем жидкости разрыва, которую необходимо закачать в пласт $V_{треб}=30 \text{ м}^3$. Время, за которое необходимо закачать данный объем жидкости разрыва $t_{зак}=25 \text{ мин.}$, следовательно, должен быть обеспечен темп закачки:

$$Q_{min} = \frac{V_{треб}}{t_{зак}} = \frac{30}{25 \cdot 60} = 0,02 \text{ м}^3/\text{с} .$$

В качестве жидкости разрыва будет использован гель на водной основе плотностью $\rho_{ж.р.}=930 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $\mu_{ж.р.}=150 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Рассчитаем забойное давление разрыва по формуле Итона-Андерсона[31]:

$$P_{гр} = \frac{\mu}{1-\mu} \cdot (P_{г} - P_{пл}) + P_{пл} = \frac{0,30}{(1-0,30)} \cdot (78,32 - 20,27) + 20,27$$

$$\cong 45,15 \text{ МПа} = 445 \text{ атм}$$

где $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пласта, МПа;

μ - коэффициент Пуассона (таблица 5.2[37].) (величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению, характеризует упругие свойства горной породы), безразмерная величина, мм/мм;

Таблица 5.2. Коэффициент Пуассона для горных пород

Горная порода	Коэффициент Пуассона	Горная порода	Коэффициент Пуассона
Глинистые сланцы	0,10-0,20	Граниты	0,26-0,29
Песчаники	0,30-0,35	Базальты	0,20-0,25
Известняки	0,15-0,30	Аргиллиты	0,10-0,25
Доломиты	0,15-0,30	Алевриты	0,20-0,30

*Коллектор кавернотрещиноватый, состава - $\mu = 0,30$

Таким образом, давления разрыва пласта на глубине по вертикали – 2957м составит 445атм.

Таблица 2.5 – Модуль упругости горных пород

Горные породы	$E_{сж} \cdot 10^{-4}$ МПа	Горные породы	$E \cdot 10^{-4}$ МПа
Глинистые сланцы	1,25-2,5	Доломиты	2,1-16,5
Песчаники	3,3-7,8	Граниты	До 6,0
Известняки	1,3-8,5	Базальты	До 9,7
Мрамор	3,9-9,2	Кварциты	7,5-10,0

*Коллектор кавернотрещиноватый известняк, состава - $E = 20000000$ кПа

Получаем забойное давление разрыва $P_{заб\ p} = 45,15$ МПа.

Режим течения жидкости разрыва по НКТ определяется исходя из отношения фактической скорости течения к критической. Критическая скорость течения определяется по следующей формуле:

$$v_{кр\ жр} = 25 \cdot \sqrt{\frac{\tau_{жр}}{\rho_{жр}}} = 25 \cdot \sqrt{\frac{1,5}{1000}} = 0,97 \text{ ,}$$

где $\tau_{жр}$ – предельное напряжение сдвига:

$$\tau_{жр} = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{жр} - 7 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 - 7 = 1,5 \text{ Па.}$$

Фактическая скорость течения жидкости разрыва $v_{жр}$ в НКТ определяется по формуле:

$$v_{жр} = \frac{Q}{F} = \frac{4 \cdot 0,02}{3,14 \cdot 0,074^2} = 4,65 \text{ м/с.}$$

где Q – темп закачки жидкости гидроразрыва, $\text{м}^3/\text{с}$ ($0,02 \text{ м}^3/\text{сут}$),

F – Площадь внутреннего сечения НКТ:

$D_{в}$ - внутренний диаметр обсадных труб, м ($0,074\text{м}$);

Учитывая режим течения, потери на трение при движении жидкости разрыва по насосно-компрессорным трубам рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_{жр} = 0,012 \cdot \rho_{жр} \cdot H_{т} \cdot v_{жр}^2 \cdot \frac{1}{d_{нкт}} = 0,012 \cdot 1000 \cdot 2957 \cdot 4,65^2 \cdot \frac{1}{0,074} = 10,4 \text{ МПа.}$$

Чтобы рассчитать необходимое для гидроразрыва устьевое давление воспользуемся следующей формулой:

$$P_{у} = P_{заб\ p} - H_{скв} \rho_{жр} g + \Delta P_{жр} = 45,15 \cdot 10^6 - 2957 \cdot 1000 \cdot 9,81 + 10,4 \cdot 10^6 = 26,5$$

МПа.

По рабочей характеристике насоса ЦА-320 максимальный расход при

рабочем давлении 26,5 МПа составляет 0,03 м³/с. Тогда количество насосных агрегатов, необходимых для мероприятия:

$$N = \frac{Q_{min}}{Q} + 1 = \frac{0,02}{0,03} + 1 = 1,66.$$

Округлив полученное число в большую сторону можно сделать вывод, что для данного мероприятия необходимо 2 насосных агрегата.

Длина полученной трещины по формуле (6.4):

$$L = \frac{V_{ж} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \vartheta^2) \cdot h \cdot (P_{грп} - P_{гр})} = \sqrt{\frac{184 \cdot 200 \cdot 10^8}{5,6(1 - 0,3^2) \cdot 16,7 \cdot (45,15 - 33,56) \cdot 10^6}} = 61 \text{ м.}$$

где $V_{ж}$ – объем закачиваемой жидкости (184 м³);

E – модуль Юнга (20000000 кПа);

ϑ – коэффициент Пуассона;

h – мощность пласта;

$P_{грп}$ – давление разрыва пласта, Па;

$P_{гр}$ – горизонтальная составляющая давления (33,56 МПа);

Ширина трещины:

$$W_0 = \frac{4 \cdot (P_{грп} - P_{гр}) \cdot 1 \cdot (1 - \vartheta^2)}{E} = \frac{4 \cdot (45,15 \cdot 10^6 - 33,56 \cdot 10^6) \cdot 1 \cdot (1 - 0,3^2)}{200 \cdot 10^8} = 0,02 \text{ м}$$

После создания трещины под давлением, выше давления разрыва, циклически закачивается кислота с замедлителем реакции и разъедает породу вдоль трещины.

Для скважины №XXр считается целесообразным закачка 100 м³ кислотного раствора исходя из рекомендаций компании «Schlumberger».

Кислота VDA взаимодействует с карбонатными породами, известняком и доломитом. При этом протекают следующие химические реакции:

- Взаимодействие с известняком: $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$;
- Взаимодействие с доломитом: $4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$.

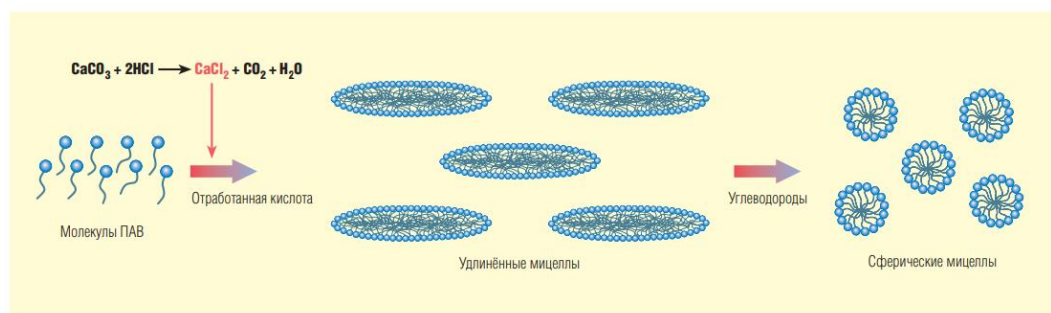


Рисунок 2.45 Поведение вязкоупругих ПАВ во время кислотной обработки

Продукты данных реакций хорошо растворимы и выносятся из призабойной зоны в процессе освоения скважины.

Для примера на рис. 6.23 изображен график циклической закачки кислоты при проведении КГРП.

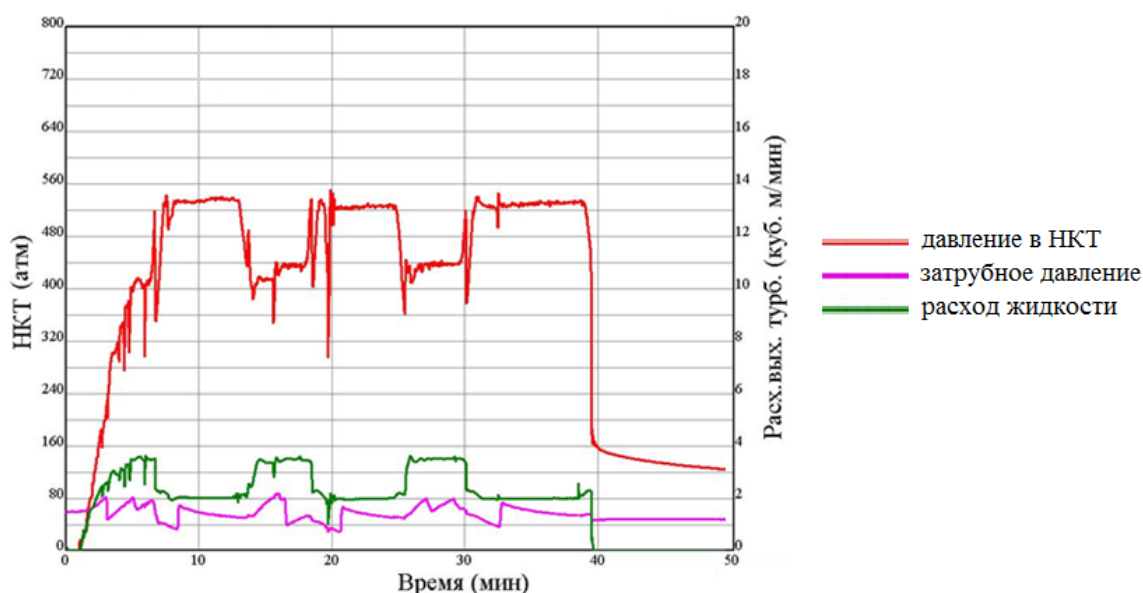


Рис. 6.23. График циклической закачки кислоты

В качестве закрепляющего материала будет использоваться осмоленный проппант плотностью $2,9 \text{ г/см}^3$, что снизит вынос проппанта в процессе эксплуатации скважины после проведения КГРП. В качестве несущей жидкости используется водный гель «LG-30». Исходя из объема трещины, вдавливания в породу и утечки необходимо закачать 27 тонн проппанта. Закачка проппанта будет осуществляться двумя порциями: 20 тонн проппанта $V_{ж1}$ и 7 тонн проппанта $V_{ж2}$.

Теперь рассчитаем количество несущей жидкости для каждой фракции

пропанта с учетом того, что удельная масса пропанта на 1 м³ жидкости составляет в среднем 900 кг.

$$V_{ж1}=20000/400=50 \text{ м}^3$$

$$V_{ж2}=7000/400=17,5 \text{ м}^3$$

Общий объем несущей жидкости равен 67,5 м³

4.9 Проведение кислотного гидроразрыва пласта

Перед проведением КГРП необходимо провести ряд подготовительных мероприятий:

- промывка забоя; при наличии аварийного инструмента в скважине выполняются ловильные работы;
- проведение комплекса геофизических исследований по уточнению интервалов обработки, «работающих» интервалов, наличие обводнившихся интервалов;
- при наличии обводнённого интервала необходимы изоляционные работы.

В подготовленную скважину на насосно-компрессорных трубах диаметром 74 мм спускается гидравлический пакер, устанавливаемый в 20-30 метрах выше интервала перфорации. Устье скважины оборудуется арматурой высокого давления АУ-70.

В настоящее время основному КГРП пласта предшествует так называемый мини-ГРП (микроразрыв), являющийся самым важным тестом перед основной обработкой скважины. Информация, получаемая при микроразрыве, включает в себя давление смыкания трещин, рс, чистое давление, начальные условия (перфорация и трение в области ствола), и возможные показатели степени загрязнения области разрыва. Область резкого снижения на кривые давления используется для получения коэффициента утечки для данной геометрии скважины.

Дополнительная сложность заключается в том, что температура и эффекты сжимаемости могут вызвать отклонения давления. В этом случае, кривые падения, скорректированные с учетом температуры, можно составить

для получения нормальной интерпретации различных типов графиков.

После проведения мини-ГРП проводится основной ГРП. Возможный порядок закачки:

- 1) закачивается жидкость разрыва LG-30-для создания геометрии трещины;
- 2) несколькими циклами закачивается кислота: раствор HCl + VDA;
- 3) буферная стадия: закачивается небольшой объем геля LG-30, чтобы изолировать кислоту от проппантных стадий;
- 4) проппантные стадии: закачивается несущая жидкость LG-30 + проппант;
- 5) продавка.

Для определения высоты трещины часто обращаются к термокаротажу. Результат термокаротажа скважины в интервале КГРП изображен на рис. 6.25.

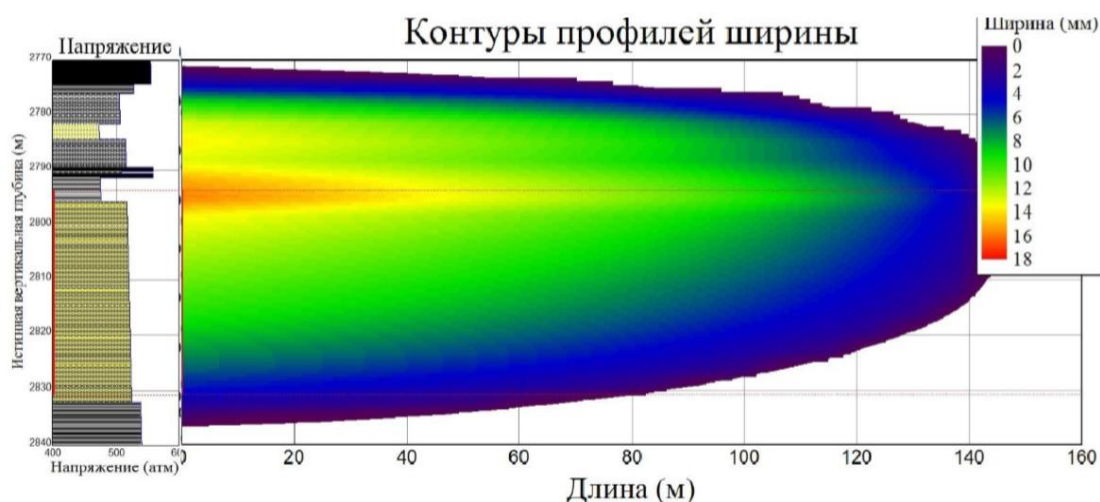


Рис. 6.25. Термокаротаж для подтверждения высоты трещины

Для определения геометрии трещины используется систематическое излучение и прием акустических сигналов в крест поверхности трещины. Пример активного сейсмического прослушивания или межскважинной томографии изображен на рис. 6.26.

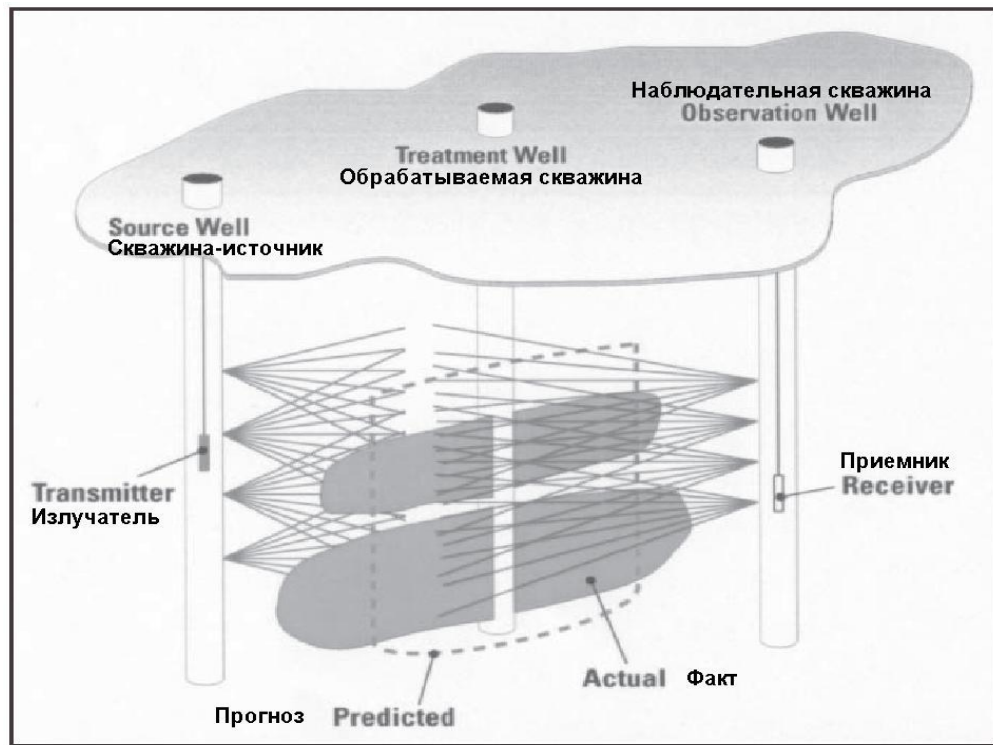


Рис. 6.26. Сейсмическое прослушивание трещины

4.10 Прогнозирование дебита после КГРП

Определим ожидаемый прирост дебита скважины после гидравлического разрыва пласта.

Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\text{п}} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (14)$$

$$Q = \frac{(6,28 \cdot 0,006987 \cdot 10^{-12} \cdot 1,02 \cdot 22000000 \cdot 300000)}{(2,3 \cdot 0,8 \cdot 7,25)} = \frac{29,53}{13,34} = 2,2 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Где:

Q - дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$k_{\text{п}}$ - проницаемость пласта ($k_{\text{п}} = 0,006987 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);

h - эффективная мощность пласта, м;

Δp - депрессия на забое ($\Delta p = p_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = 20,0 - 17,0 = 3 \text{ МПа}$);

μ - динамическая вязкость нефти (принимается равной $0,8 \text{ Па}\cdot\text{с}$).

Сравним подсчитанные по формуле (13) значения дебитов с фактическими (фактический дебит равен $3 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Из сравнения видно хорошее совпадение дебитов, подсчитанных по

формуле Дюпюи (14) с фактическими дебитами по замерам.

Максимальный дебит скважины после гидравлического разрыва пласта определяем по формуле Дюпюи, принимая радиус скважины, равным радиусу трещины ($r_c=r_T$):

$$Q_{\max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{II} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_T}} \quad (15)$$

где k_{II} - проницаемость пласта,

r_T - радиус трещины ($r_T=61$ м).

Подставляя имеющиеся данные в формулу (15), получим следующие значения максимального дебита:

$$Q_{\max} = \frac{(6,28 \cdot 0,006987 \cdot 10^{-12} \cdot 1,02 \cdot 22000000 \cdot 300000)}{(2,3 \cdot 0,8 \cdot 0,49)} = \frac{29,53}{0,9016} = 32 \text{ м}^3/\text{сут},$$

Из полученного результата о возможном максимальном дебите скважины видно, что после гидравлического разрыва пласта дебит скважины может увеличиваться в:

$$\frac{Q_{\max}}{Q} = \frac{32}{2,2} = 14,5 \text{ раз}$$

Ожидаемый эффект от гидроразрыва можно определить также по приближенной формуле Г. К. Максимовича, в которой радиус скважины после ГРП принимается равным радиусу трещины:

$$\mathcal{E} = \frac{\lg \frac{R_k}{r_c}}{\lg \frac{R_k}{r_T}} \quad (16)$$

$$\mathcal{E} = \frac{\lg \frac{100}{0,071}}{\lg \frac{100}{61}} = \frac{3,14}{0,215} = 14,6 \text{ раз} = 32,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать более чем 14 кратное увеличение дебитов скважин.

Данный прогноз дебита после ГТМ подразумевает, что скважина будет работать с той же депрессией на пласт. Учитывая, что средний темп падения

дебита известен по ранее проведенным КГРП, рассчитаем поквартальный дебит нефти скв. № XXр:

Продолжительность эффекта от проведения КГРП принимается на основе данных по опытам применения ГРП на других скважинах месторождения. Эффект от КГРП проявился в увеличении дебита скважины и получении притока нефти со средней продолжительностью эффекта 7 месяцев, то есть 217 суток.

Таким образом, данный метод интенсификации может быть рекомендован для применения на данной скважине Северо-останинского нефтяного месторождения, технологический эффект от применения КГРП представлен в таблице 5.8

Таблица 5.8. – Технологический эффект от применения ГРП

Месторождение	Дебит до ГРП, м3/сут	Дебит после ГРП (Дюпюи), м3/сут	Дебит после ГРП (Максимум), м3/сут	Среднее значение дебита, м3/сут	Прирост дебита, т/сут	Продолжительность эффекта, сут
Северо-останинское	2,2	32	32,1	32,05	29,8	217



Рисунок 5.5 – Прирост дебита после ГРП

Заключение

Рассматриваемое месторождение отличается сложными условиями залегания нефтяной залежи, в следствие чего в процессе разработки постоянно возникают определенные трудности, которые требуют применения дополнительных технологических операций и понимания многих тонкостей эксплуатации сложноструктурных месторождений.

Непростая геолого-тектоническая структура продуктивных пластов создает проблемы даже на начальных этапах разработки. Отсутствие притока в период пробной эксплуатации, а также малые значения дебита в следствие низкого забойного давления и слабых фильтрационных свойств призабойной зоны скважины заставляют задумываться о применении комплексов работ по увеличению параметров добычи. В целях интенсификации притока на скважинах месторождения были проведены соляно-кислотная обработка ПЗС и кислотный гидравлический разрыв пласта.

Анализ эффективности представленных в работе методов позволил прийти к выводу, что в условиях данного месторождения проведение КГРП с технологией потокоотклоняющих ПАВ – приоритетный вариант воздействия на ПЗС, который позволяет значительно увеличить дебит низкопроницаемых скважин за счет создания дополнительных трещин в пласте и использования удаленных зон, не затронутых ранее. Однако, и данный метод может оказаться неэффективным в случае неправильного планирования операции и недостаточном изучении пластовых условий скважины перед обработкой ее призабойной зоны.

Если же все теоретические расчеты оказываются верны, а выполнение КГРП позволяет добиться желаемых результатов, то экономический эффект от проведения интенсификации притока не заставит себя ждать. По проделанным расчетам инвестиции на реализацию КГРП в размере 4 млн рублей уже в первый год принесут чистую прибыль в размере 29 млн рублей.

Приложение А

Кислотный гидроразрыв пласта с технологией потокоотклоняющей кислоты
Acid Hydraulic Fracturing with technology of Viscoelastic Diverting Acid

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Асеев Александр Львович		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Уткина А.Н.			

Theme: Intensification of inflow of hydrocarbons with technology of Viscoelastic surfactants (VES)

Uneven distribution of acid due to strong heterogeneity is the main reason to make the stimulation treatment invalid in carbonate acidizing. Viscoelastic surfactant-based self-diverting (VES) acid has the ability to distribute acid evenly in the entire production interval and its diversion effectiveness has been proved not only by tests but also by field application. However, the wormhole propagation behavior by VES acid under the reservoir condition has not been simulated and analyzed. In this paper, a two-scale continuum model coupling with the viscosifying function and the reservoir model is developed. Based on the model, the diverting process is described, and the effects of heterogeneity and the dual-parallel acidizing are investigated. The results show that the secondary wormhole in VES acidizing is well developed compared to that in conventional acidizing due to the changing balance between the viscosifying effect and the wormholing effect. Since the viscosifying effect diverts a certain proportion of acid to other wormholes, the breakthrough volume for VES acid is larger than that for conventional acid at low injection velocity. Due to the dominance of convection effect, the breakthrough volumes for both acids are similar at high injection velocity. The breakthrough volume decreases with the increase of the initial average porosity, and the number of wormhole is proportional to the domain height and inversely proportional to the domain length, respectively. Compared with the conventional acid, the acid diversion effectiveness is significant except for high permeability contrast.



Upon reaction of hydrochloric acid with formation carbonate rocks, VDA acid develops viscosity rapidly. The fluid shown represents complete reaction of hydrochloric acid with carbonate.

Figure 1 – VDA acid with formation carbonate rocks

Even when using self-diverting fluids such as the VDA formulation, engineers struggled to block the fractures and treat the rest of the formation. Consequently, operators were forced to pump large volumes of fluid to achieve stimulation, leading to higher treatment costs and less than optimal results.

However, Schlumberger engineers and chemists discovered that significant diversion improvements could be achieved by adding degradable fibers to VDA fluid. As fiber laden diversion fluid enters a fracture, the fibers congregate, entangle and form structures that limit fluid entry. The new product, VDA and DAD Acid degradable diversion acid system, has been used successfully and efficiently to stimulate notoriously difficult carbonate reservoirs around the world. This article describes the development of the VDA and DAD Acid system in the laboratory and its introduction to the oil field. Case histories from Mexico, Saudi Arabia and Brazil demonstrate how application of this new acid system is achieving significant well productivity improvements

In carbonate acidizing, acid selectively flows into the high permeability zones

to dissolve the rock, leaving the low permeability zones untreated. Many techniques including mechanical ones and chemical ones are found to do their best to avoid the uneven distribution of acid. Among these techniques, injecting the viscoelastic surfactant-based self-diverting acid (VES acid) is an effective method to divert acid to other low permeability zones. The VES acid is able to be self-viscosified with its consumption through the gelling of the surfactant. Since the high permeability zone receives more acid, the gelling process occurs first in the zone so that the acid is diverted to other low permeability zones. However, to the best of our knowledge in the open literature, the diverting mechanism of the VES acid has not been understood in spite of many successful applications in oil and gas fields. In this paper, we thoroughly study the diverting mechanism through the analyses of the former experimental results and our own experimental observations. According to the diverting mechanism, a new model, which describes the diverting behavior of the VES acid, is developed. The results show that the diverting mechanism is dependent on both the spent acid zone and the viscosity of the spent acid. The spent acid zone and the viscosity of the spent acid keep increasing with the injection of VES acid, which leads to the continuous increase of the pressure difference. However, the spent acid zone is thinner for low permeability zone than for high permeability zone. As a result, the maximum pressure ratio follows a linear increase relationship with the permeability in the log–log coordinate system. In addition, the non-uniformly distributed viscosity of the spent acid leads to the sharp drop of the pressure difference near breakthrough. The new model couples the two-scale continuum model describing the conventional acidizing with three equations describing the concentration of Ca ions, viscosifying behavior and reaction rate. Through a series of simulations, the results are in good agreement with the experimental ones, which means that the new model captures the diverting mechanism of the VES acid. [1]

In carbonate acidizing, acid-etched wormholes are expected to form so as to bypass the damage between the wellbore and the original formation. The damage caused by drilling, completion or production is commonly distributed in the entire production interval, so uniform distribution of the acid is very important. However, the heterogeneity of the formation and the different damage levels induce uneven competition of the acid. The interval with higher permeability or less damage receives more acid to create long wormholes so that the one with lower permeability or more damage cannot be well treated. In the past several decades, mechanical and chemical techniques have been developed to change the non-uniform distribution of acid over the entire production interval. Its method is to divert a portion of acid to the intervals which take less acid previously either mechanically or chemically.

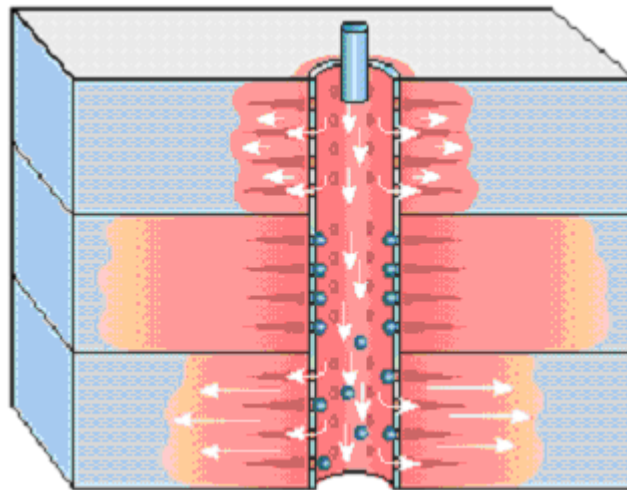


Figure 2 – Mechanical methods isolation of cracks

Mechanical methods use zonal isolation tools, such as inflatable packer or conventional straddle packer, and can be very effective in controlling the acid placement. However, they are more cumbersome and expensive than chemical methods. Ball sealers, which are used to selectively block some perforations in the cased and perforated completions, provide a cheaper and more practical method to achieve optimal zonal coverage. However, the effectiveness depends on many parameters, such as roundness and smoothness of perforation holes, differential pressure across the perforation and ball specific gravity. Moreover, only be applicable to special completions restricts the application of the mechanical techniques. Starting from a different idea, Paccaloni (1995) developed a method of injecting acid at the

highest possible pressure (which is slightly below the breakdown pressure) to force the acid into the low permeability or high damage zones. The method is called MAPDIR, which stands for Maximum Pressure Differential and Injection Rate. Although MAPDIR is usually effective, it is not a diversion method according to its treatment mechanism. Since it neither reduces relative flow to high permeability zones nor increases relative flow to low permeability zones, a lot of acid is wasted.

Compared with the mechanical techniques, the use of chemical diverters is seen as a simpler way to achieve the uniform distribution of acid. The chemical diverters aim at diverting acid to lower permeability zones through generating a temporary skin factor in the high permeability zones. Particulate diverting agent, foam and viscosified acid are the commonly used chemical diverters to achieve acid diversion. Particulate diverting agents are fine particles that deposit in the formation face of the high permeability interval to form a filter cake to divert acid to the low permeability intervals. Though the particles are either hydrocarbon or water soluble, their successful placement requires low injection rate such that wormholes cannot be created. Foam is a dispersion of gas in a liquid with gas being the non-continuous phase and liquid the continuous phase. As we know, foam weakens in the presence of high capillary pressure. Since high permeability zones have low capillary pressure, foam blocks the high permeability zones and diverts acid to the low permeability zones. Moreover, no solids are contained in foam so that cleaning well can be done at low reservoir pressure while leaving no damage. However, like particulate diverting agent, a low injection rate must be used in case the foam weakens or even collapses before arriving at the treated intervals. Viscosified acid can be classified into two types, polymer-based and viscoelastic surfactant-based (VES). Polymer-based acid system can be classified into external gelled acid and in-situ crosslinked acid (ICA). The difference between them is that the external gelled acids are already viscosified on the surface and ICA is crosslinked with the consumption of the acid. Unfortunately, both of them will cause damage after flowback due to the existence of polymer. VES acid is prepared with hydrochloric acid (HCl), viscoelastic surfactant and other additives. With the occurrence of acid-rock reaction, pH of the solution and the concentration of Ca ions

increase. When pH increases to a certain value, monomers of the surfactant form rod-like micelles, which impart high viscosity. The increase of the concentration of Ca ions can strengthen the process. The highly viscous fluid acts as a temporary barrier to reduce further flow into the high permeability zones and allows complete acidization of all treating zones. Furthermore, the rod-like micelles are transformed to spherical micelles whose viscosity is very low once encountering hydrocarbons so that no damage is produced. The successful applications in oil and gas fields have proven its superiority. [2]

Although the self-viscosifying mechanism of the VES acid has been understood through conducting many experiments, to the best of our knowledge, two important experimental phenomena concerning the diverting mechanism have not been satisfactorily explained: sharp drop of the pressure difference in the vicinity of breakthrough of the core and the maximum pressure ratio dp_{max}/dp_0 increasing with the average permeability of the core. dp_{max} is the maximum pressure difference during the VES acid injection and dp_0 is the steady pressure difference during the brine injection. In this paper, the linear core flow experiments were performed to study the above two problems. Different from the experiments conducted by many former experts, the core holder used in this study had two pressure-measuring taps. Through analyzing the pressure changes measured by the taps, the diverting mechanism of the VES acid was inspired. In order to perfectly simulate the diverting behavior of the VES acid, two other experiments were conducted. The rheological properties of the VES acid were measured to study the effects of pH and the concentration of Ca ions on the viscosity of the spent acid. The reaction kinetics experiment was conducted to study the effect of the concentration of HCl on reaction rate. Based on the experiments, a viscosifying function describing the relationship among the viscosity, pH and the concentration of Ca ions and a function describing the relationship between the reaction rate and the concentration of HCl were developed. In addition, a model for the concentration of Ca ions was developed too. Coupling them with the two-scale continuum model, the diverting behavior of the VES acid was successfully simulated.

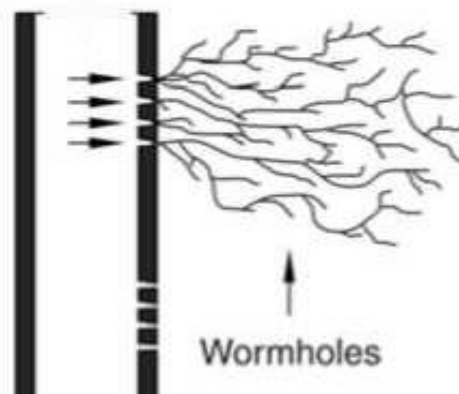


Figure 3 – Scheme of wormholes

Pressure changes measured by the taps, the diverting mechanism of the VES acid was inspired. In order to perfectly simulate the diverting behavior of the VES acid, two other experiments were conducted. The rheological properties of the VES acid were measured to study the effects of pH and the concentration of Ca ions on the viscosity of the spent acid. The reaction kinetics experiment was conducted to study the effect of the concentration of HCl on reaction rate. Based on the experiments, a viscosifying function describing the relationship among the viscosity, pH and the concentration of Ca ions and a function describing the relationship between the reaction rate and the concentration of HCl were developed. In addition, a model for the concentration of Ca ions was developed too.

The VES live acid used is a blend of an amphoteric surfactant and acid solution, which is prepared with HCl, deionized water and other additives. 15 wt% HCl+8 wt% VES+0.6 wt% corrosion inhibitor is used in the study.

Calcium carbonate powder is used to neutralize the live acid to prepare the spent acid. The foams caused by large amount of CO₂ are sheared in a stirring machine.

Nine halfaya (Iraq) limestone cores, which are 15 cm in length and 2.54 cm in diameter, are used to conduct the linear core flow tests and four are used to conduct the reaction kinetics tests.

The first test is designed to quantify the changes in viscosity with pH. Different amounts of calcium carbonate powders are added to the live acid solution to obtain different pH values, then the corresponding viscosity is measured at 170 s⁻¹ with a HAAKE 6000 rheometer and pH value is measured with a pH meter.

The second test is designed to obtain the effect of the concentration of Ca ions on viscosity. Different from the first test, 10 wt% CaCl₂ and 20 wt% CaCl₂ are added to the live acid solution in advance to simulate the effect of the increase of the concentration of Ca ions on viscosity. The above two tests are conducted at ambient temperature and the following two tests are conducted at 75,1 C.

Four halfaya limestone cores are used to measure the reaction rate of the VES acid at 170 s⁻¹ with the CRS-Series Corrosion Reactor System. Each core is reacted with a different HCl solution (15 wt%, 11 wt%, 8 wt% and 4 wt%, respectively) and weighed before and after the test to calculate the loss of its weight. According to the components and reaction time, the reaction rate can be obtained.

The linear core flow apparatus is shown in Fig. 1. The core holder with two pressure-measuring taps is bigger than the conventional one. A new core is used in each test. The summary of the experimental results is shown in Table 1. The flow al., 2012), the diverting behavior of the VES acid was successfully simulated.

Before investigating the diverting mechanism with the experimental results, an analytical model is used to simply analyze the flow pattern in a linear core when the VES acid is injected (Fig. 4). In this figure, three zones can be identified based on different fluid properties. Wormhole zone is where the wormhole propagates. In the zone, the permeability, k_{Wh} , can be seen as infinity and μ_a is the initial viscosity of the live acid. Spent acid zone is between the spent acid front and the wormhole front, which is developed under the influence of the convection effect. In the zone, the viscosity of the spent acid, μ_s , is very large and k_0 is the initial average permeability of the core. The un-invaded zone means that the spent acid has not invaded it. μ_f is the viscosity of the formation fluid. Therefore, applying Darcy's law along the core gives rise to the following expression.[3]

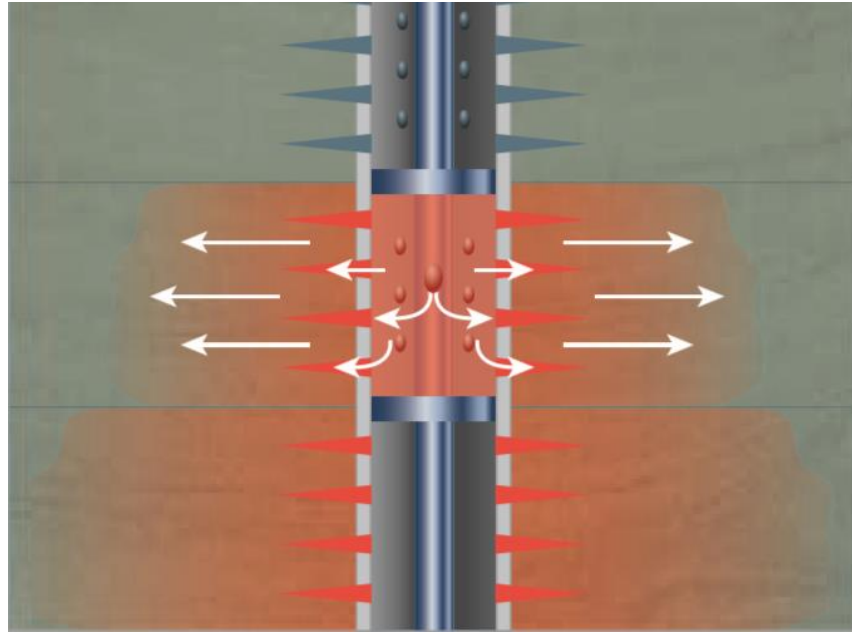


Figure 4. Packers and straddle-packer assemblies allow the operator to perform several short treatments over longer intervals, thereby ensuring that treatment is evenly distributed over the entire

The pore volume injected, which is the ratio of injected acid volume to the total pore volume, is dimensionless. Actually, the change of the effective viscosity reflects that of the pressure difference. From the figure, the pressure changes along the core with the injection of VES acid. For a section of interest, the pressure difference starting to increase from the initial value means that the spent acid enters this section. In addition, breakthrough is indicated by the pressure difference dropping to zero or one hundredth of the initial value. Therefore, these points are marked in Fig. 5: the blue dotted lines and the dark ones stand for the breakthrough and the spent acid entry, respectively. At the beginning, the live acid enters the red section. With the consumption of acid, the viscosity of the solution increases. At this time, the spent acid front and the wormhole front almost overlap. Before wormhole breaking through the red section, the spent acid front arrives at the inlet of the blue section.

This means that the spent acid zone is created. When wormhole breaks through the red section, the spent acid front has moved forward in the blue section for a while. When wormhole breaks through the blue section, the spent acid front has already been in the pink section. However, the length between that zones, which indicates that the spent acid zone becomes larger. Furthermore, it keeps increasing until the core is

broken through.

In addition, another conclusion can also be drawn from the figure. Taking the pink section for example, when the spent acid front arrives at the yellow section, point 6, the wormhole is still propagating inside. At this time, the spent acid zone in the pink section, which produces the resistance, reaches its maximum in length. Due to Darcy's law, the pressure difference will decrease with the injection of acid if the viscosity of the spent acid is constant. However, the pressure difference increases rather than decreases. Therefore, it is confident to conclude that μ_s keeps increasing with the injection of acid. Although the above two conclusions seem not to be applicable in the yellow section, this may be caused by the existence of vugs and mini-fractures. Anyway, other sections are in good agreement with the conclusions.

In pink section, the pressure difference in section red or pink is increasing with the injection of acid, which means the viscosity of the spent acid is increasing. The increase of the maximum pressure difference for each section from the inlet to the outlet also reflects the increase of the spent acid zone and the viscosity of the spent acid. However, another phenomenon attracts us if these three figures are compared with each other. For a certain section, the spent acid zone decreases with the decrease of permeability. This indicates the spent acid zone is longer than the length of section red. However, the spent acid front enters the section T2–Outlet just several seconds before the wormhole breaking through the section yellow. The mechanism can be used to explain why the maximum pressure ratio (dp_{max}/dp_0) increases with the permeability. With the increase of permeability, the increase of the spent acid zone and the viscosity of the spent acid lead to a relatively bigger increase of the pressure difference from dp_0 . Plotting the maximum pressure ratio with the permeability of the core is obtained.

[4]

In conventional acidizing, several wormholes may simultaneously develop at the beginning of injection due to the heterogeneity of the formation. With the injection of acid, serious competition for acid among the wormholes occurs and only one major wormhole propagates to breakthrough, leaving other minor wormholes undeveloped. However, since the acid flow competition among wormholes depends on both the

wormhole length and the viscosity of the spent acid, the viscosifying process can help the minor wormholes propagate a longer length in VES acidizing. As we know, longer wormholes have an advantage over shorter wormholes to obtain more acid, which is called wormholing effect. Longer wormholes means more reaction occurred at the wormhole front and the viscosity of the spent acid is higher. The balance between the wormholing effect and the viscosifying effect determines which wormhole receives more acid. Therefore, the acid flow distribution among wormholes continuously changes until breakthrough, which inevitably increases the length of the minor wormholes. [5]

References:

1. Usman Ahmed, 2004. Making the Most of Mature Fields. Schlumberger Oilfield Review.
2. K.G. Nolte, M.G. Mack, and W. L. Lie, Dowell Schlumberger: “A Systematic Method for Applying Fracturing Pressure Decline: Part 1”, SPE 25845.
3. Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte: “Reservoir Stimulation” Third Edition 2000.
4. Ming Liu, Shicheng Zhang, Jionye Mou, Fujian Zhou, Yang Shi, Research Institute of Petroleum Exploration & Development Petro China: “Diverting mechanism of viscoelastic surfactant-based self-diverting acid and its simulation” Journal of Petroleum Science and Engineering 2013.
5. Liu Naizen, Liu Ming, Research Institute of Petroleum Exploration & Development Petro China: “Simulation and analysis of wormhole propagation by VES acid in carbonate acidizing” Journal of Petroleum Science and Engineering 2013.

Список литературы

1. Ежова А.В. Особенности формирования продуктивной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты / Известия Томского политехнического университета. Геология и геохимия нефти и газа – 2002. – Т. 305, вып. 8 – С. 26–38.
2. Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А. Методы изучения зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на примере литолого-геофизических исследований X нефтяного месторождения (Томская область) / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Нефтегазовая геология – 2015. – вып. 1(21) – С. 53-63.
3. Проект пробной эксплуатации СОНМ / ОАО «ТомскНИПИнефть» - 2012.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти / Учебник для вузов – М.: Недра, 1986. – 382 с.
5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
6. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
7. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
8. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
9. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
10. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986;
11. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.
12. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
13. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.

14. Бартов Н.К. Пожарная безопасность – М.: Энергия, 1983. – 254 с.
15. K.G. Nolte, M.G. Mack, and W. L. Lie, Dowell Schlumberger: “A Systematic Method for Applying Fracturing Pressure Decline: Part 1”, SPE 25845.
16. Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte: “Reservoir Stimulation” Third Edition 2000.
17. Ming Liu, Shicheng Zhang, Jionye Mou, Fujian Zhou, Yang Shi, Research Institute of Petroleum Exploration & Development Petro China: “Diverting mechanism of viscoelastic surfactant-based self-diverting acid and its simulation” Journal of Petroleum Science and Engineering 2013.
18. Liu Naizen, Liu Ming, Research Institute of Petroleum Exploration & Development Petro China: “Simulation and analysis of wormhole propagation by VES acid in carbonate acidizing” Journal of Petroleum Science and Engineering 2013.